

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA



**OPTIMIZACIÓN DE PARÁMETROS DE DISEÑO PARA AMPLIACIÓN DE
LA SUBESTACIÓN PARQUE INDUSTRIAL Y SUBESTACIÓN PUCALLPA,
INTERCONECTADA A LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN 60 kV-
ELECTROUCAYALI S.A**

**TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO EN
ENERGÍA**

AUTORES

Bach. Wilmer Cruz Domínguez

Bach. Jorge Fernando Alva Centurión

ASESOR

Mg. Gilmer Juan Luján Guevara

NUEVO CHIMBOTE

2020

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA



CARTA DE CONFORMIDAD DEL ASESOR

La presente tesis ha sido revisada y desarrollada en cumplimiento del objetivo propuesto y reúne las condiciones formales y metodológicas, estando encuadrado dentro de las áreas y líneas de investigación conforme al reglamento general para obtener el título profesional en la Universidad Nacional del Santa (R.D N°492-2017-CU-R-UNS) de acuerdo a la denominación siguiente:

OPTIMIZACIÓN DE PARÁMETROS DE DISEÑO PARA AMPLIACIÓN DE LA SUBESTACIÓN PARQUE INDUSTRIAL Y SUBESTACIÓN PUCALLPA, INTERCONECTADA A LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN 60 kV-ELECTROUCAYALI S.A

Autores: Bach. Wilmer Cruz Domínguez
 Bach. Jorge Fernando Alva Centurión

Mg. Gilmer Juan Luján Guevara
ASESOR

Nuevo Chimbote, enero de 2020

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERIA EN ENERGIA



CARTA DE CONFORMIDAD DEL JURADO

El presente jurado evaluador da la conformidad del presente informe, desarrollado en el cumplimiento del objetivo propuesto y presentado conforme al reglamento General para obtener el grado Académico de Bachiller y Título Profesional en la Universidad Nacional del Santa (R.D N°492-2017-CU-R-UNS); titulado:

OPTIMIZACIÓN DE PARÁMETROS DE DISEÑO PARA AMPLIACIÓN DE LA SUBESTACIÓN PARQUE INDUSTRIAL Y SUBESTACIÓN PUCALLPA, INTERCONECTADA A LA LINEA DE TRANSMISIÓN 60 kV-ELECTROUCAYALI S.A

AUTORES: Bach. Wilmer Cruz Domínguez
 Bach. Jorge Fernando Alva Centurión

Revisado y Evaluado por el siguiente Jurado Evaluador

Mg. Amancio Rojas Flores
Presidente

M.Sc. Julio Hipólito Escate Ravello
Secretario

Mg. Gilmer Juan Luján Guevara
Integrante



Año de la Universalización de la Salud

ACTA DE SUSTENTACION DE TESIS

A los tres días del mes de enero del año dos mil veinte, siendo las diez horas de la mañana, se instaló en el Auditorio de la Escuela Profesional de Ingeniería en Energía, el Jurado Evaluador designado mediante Resolución N° 412-2019-UNS-CFI, integrado por los siguientes docentes:

- Mg. AMANCIO RAMIRO ROJAS FLORES : PRESIDENTE
- MSc. JULIO HIPÓLITO NÉSTOR ESCATE RAVELLO : SECRETARIO
- Mg. GILMER JUAN LUJÁN GUEVARA : INTEGRANTE
- Mg. SEGUNDO NICOLAS DIESTRA SANCHEZ : ACCESITARIO

Para dar inicio a la sustentación y evaluación de la Tesis titulada: "OPTIMIZACIÓN DE PARAMETROS DE DISEÑO PARA AMPLIACIÓN DE LA SUB ESTACIÓN PARQUE INDUSTRIAL Y SUB ESTACIÓN PUCALLPA, INTERCONECTADA A LA LÍNEA DE TRASMISIÓN DE 60 KV – ELECTROUCAYALI S.A", elaborada por el Bachiller de Ingeniería en Energía: WILMER CRUZ DOMINGUEZ con código de matrícula 200711048, teniendo como asesor al docente Mg. GILMER JUAN LUJAN GUEVARA.

Terminada la sustentación el estudiante, respondió las preguntas formuladas por los miembros del jurado y el público presente.

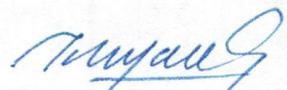
El Jurado después de deliberar sobre aspectos relacionados con el trabajo, contenido y sustentación del mismo y con las sugerencias pertinentes, en concordancia con el artículo 103° del Reglamento General de Grados y Títulos de la Universidad Nacional del Santa, declara:

BACHILLER	PROMEDIO	PONDERACIÓN
WILMER CRUZ DOMINGUEZ	16 Dieciséis	Bueno

Siendo las once horas del mismo día, se da por terminado el acto de sustentación, firmando los integrantes del jurado en señal de conformidad.


Mg. Amancio R. Rojas Flores
PRESIDENTE


M.Sc. Julio H. N. Escate Ravello
SECRETARIO


Mg. Gilmer J. Lujan Guevara
INTEGRANTE



Año de la Universalización de la Salud

ACTA DE SUSTENTACION DE TESIS

A los tres días del mes de enero del año dos mil veinte, siendo las diez horas de la mañana, se instaló en el Auditorio de la Escuela Profesional de Ingeniería en Energía, el Jurado Evaluador designado mediante Resolución N° 412-2019-UNS-CFI, integrado por los siguientes docentes:

- Mg. AMANCIO RAMIRO ROJAS FLORES : PRESIDENTE
- MSc. JULIO HIPÓLITO NÉSTOR ESCATE RAVELLO : SECRETARIO
- Mg. GILMER JUAN LUJÁN GUEVARA : INTEGRANTE
- Mg. SEGUNDO NICOLAS DIESTRA SANCHEZ : ACCESITARIO

Para dar inicio a la sustentación y evaluación de la Tesis titulada: "OPTIMIZACIÓN DE PARAMETROS DE DISEÑO PARA AMPLIACIÓN DE LA SUB ESTACIÓN PARQUE INDUSTRIAL Y SUB ESTACIÓN PUCALLPA, INTERCONECTADA A LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 60 KV – ELECTRO UCAYALI S.A", elaborada por el Bachiller de Ingeniería en Energía: JORGE FERNANDO ALVA CENTURION con código de matrícula 200711010, teniendo como asesor al docente Mg. GILMER JUAN LUJAN GUEVARA.

Terminada la sustentación el estudiante, respondió las preguntas formuladas por los miembros del jurado y el público presente.

El Jurado después de deliberar sobre aspectos relacionados con el trabajo, contenido y sustentación del mismo y con las sugerencias pertinentes, en concordancia con el artículo 103° del Reglamento General de Grados y Títulos de la Universidad Nacional del Santa, declara:

BACHILLER	PROMEDIO	PONDERACIÓN
JORGE FERNANDO ALVA CENTURION	16 Dieciséis	Bueno

Siendo las once horas del mismo día, se da por terminado el acto de sustentación, firmando los integrantes del jurado en señal de conformidad.


Mg. Amancio R. Rojas Flores
PRESIDENTE


M.Sc. Julio H. N. Escate Ravello
SECRETARIO


Mg. Gilmer J. Lujan Guevara
INTEGRANTE

DEDICATORIA

A mis padres, hermanos y familiares en general, quienes estuvieron y están presente en cada etapa de aprendizaje de la vida.

Wilmer Cruz D.

A mis padres, hermanos y familiares, por el apoyo constante y durante mi etapa de formación profesional, los que motivaron a desarrollar y cumplir con los objetivos académicos y profesional por las aulas universitarias.

Jorge Alva Centurión

RESUMEN

La presente investigación plantea el dimensionamiento de los componentes de las subestaciones eléctricas Parque Industrial y subestación Pucallpa, cuya máxima demanda real para el año 2017 correspondió a 55,089 kW, la máxima demanda atendida por la subestación eléctrica Parque industrial correspondió a 9.8 MW, y para la subestación Pucallpa fue 31.40 MW, para ambos sistemas se determinó que el factor de carga es 0.72.

La metodología de estudio para la investigación consistió en evaluar y proyectar de los sistemas eléctricos de Pucallpa, considero las cargas existentes y cargas proyectadas que se integrarían al sistema eléctrico y los futuros proyectos de electrificación a realizarse en la zona, con estos puntos considerados se procedió a evaluar y dimensionar los componentes principales de las subestaciones. Los cálculos para optimizar los parámetros de diseño de las subestaciones permitieron la ampliación de la capacidad de las subestaciones, proyectando hasta el año 2030, con una demanda total de 120.893 kW que se distribuye 31.62 MW para la subestación Parque industrial y 68.91 MW para la subestación Pucallpa (según tabla 01), de proyección de demanda.

Los resultados para la subestación Pucallpa se tiene que para el 2017, la máxima demanda corresponde a 31.40 MW con un factor de carga en el sistema de 0.72 y al 2030 se tendría una máxima demanda de 68.91 MW con un factor de carga de 0.90, considerándose aquí un alto trabajo de la subestación.

Los resultados del sistema de protección con puesta a tierra de la Subestación Parque Industrial con resistencia de tierra aproximada de 2.88 Ohmios, máxima tensión de paso permisible 3133.90 V, la tensión de toque máximo permisible es 885,30 V y para la tensión de malla hacia red (tensiones de toque), se tiene 368,98 V, cuyo valor cumple con los 885.30 V, del a tensión máxima permisible.

Se concluye que con el estudio de optimización de parámetros de la subestación la línea al año 2030 estará en un 98% de su capacidad, con el implemento de las celdas se optimizará un 44% de capacidad de carga en los conductores.

ABSTRACT

This research proposed the dimensioning of the components of the Industrial Park and Pucallpa substation electrical substations, whose maximum actual demand for the year 2017 corresponded to 55.089 kW, the maximum demand served by the Industrial Park electrical substation corresponded to 9.8 MW, and for the Pucallpa substation was 31.40 MW, for both systems it was determined that the load factor is 0.72

The study methodology for the research consisted of evaluating and projecting Pucallpa's electrical systems, I consider the existing charges and projected charges that would be integrated into the electrical system and the future electrification projects to be carried out in the area, with these points considered we proceeded to evaluate and size the main components of the substations. The calculations to optimize the design parameters of the substations allowed the expansion of the capacity of the substations, projecting until 2030, with a total demand of 120,893 kW that is distributed 31.62 MW for the Industrial Park substation and 68.

The results for the Pucallpa substation have that for 2017, the maximum demand corresponds to 31.40 MW with a load factor in the system of 0.72 and at 2030 there would be a maximum demand of 68.91 MW with a load factor of 0.90, considering here a high work of the substation.

The results of the design of the grounding system of the Industrial Park Substation are approximate earth resistance of 2.88 Ohms, maximum allowable step voltage 3133.90 V, the maximum permissible touch voltage is 885.30 V and for the mesh voltage of The network (touch voltages), has 368.98 V, whose value meets the 885.30 V, the maximum permissible voltage.

It is concluded that with the study of optimization of parameters of the substation the line to the year 2030 will be in a 98% of its capacity, with the implement of the cells a 44% of load capacity in the conductors will be optimized.

INDICE

CAPÍTULO I	1
1 INTRODUCCIÓN	2
1.1 Antecedentes.....	2
1.2 Formulación del problema.....	3
1.3 Objetivos.....	3
1.3.1 Objetivo General:	3
1.3.2 Objetivos Específicos	3
1.4 hipótesis.....	3
1.5 Justificación y limitaciones del trabajo.....	4
1.5.1 Justificación.....	4
1.5.2 Limitaciones Del Trabajo	4
CAPÍTULO II	5
2 MARCO TEÓRICO	6
2.1 Subestaciones electricas.....	6
2.2 Clasificación de las subestaciones electricas	6
2.2.1 Subestaciones en centrales eléctricas.....	6
2.2.2 Subestaciones receptoras primarias	6
2.2.3 Subestaciones tipo intemperie	6
2.2.4 Subestaciones de tipo interior.....	6
2.2.5 Subestaciones de tipo blindado.....	7
2.2.6 Subestaciones de las plantas generadoras.....	7
2.3 Disposición con barras similares	7
2.4 Sistema con barra de transferencia	8
2.4.1 Sistemas de barras colectoras dobles.....	8
2.4.2 Subestaciones receptoras primarias	9
2.4.3 Subestaciones receptoras secundarias.....	10
2.4.4 Características eléctricas de las subestaciones	11
2.5 Regulación de tensión de la potencia reactiva	11
2.6 Principales componentes de subestaciones electricas.....	12
2.6.1 El transformador.....	12
2.6.2 Transformadores tipo seco.....	12
2.6.3 Transformadores en aceite.....	13
2.6.4 Algunas características constructivas	13
2.6.5 Conexiones en paralelo de los transformadores	14
2.6.6 La instalación de transformadores	15

2.6.7	Transformador de corriente	15
2.6.8	Métodos de extinción de arco eléctrico	15
2.6.9	Cuchillas desconectadoras	17
2.6.10	Sobretensiones y coordinación de aislamiento	19
2.7	Diseño y construcción	19
2.7.1	Elementos de conducción de la corriente	19
2.7.2	Mecanismo de interrupción de arco.....	19
2.7.3	Aislamiento.....	19
2.8	Mecanismos	20
2.8.1	Mecanismo general.....	20
2.8.2	Mecanismo de apertura.....	20
2.8.3	Mecanismo de cierre.....	20
2.8.4	Requerimientos de control.....	20
2.8.5	Caja de control.....	20
2.8.6	Contador de operaciones.....	21
2.8.7	Fluido Extintor, Gas Hexafluoruro de azufre (SF6)	21
2.8.8	Resistencia mecánica.....	21
2.8.9	Inspección.....	21
2.8.10	Contactos auxiliares.....	21
2.8.11	Autonomía de maniobras.....	21
2.8.12	Estructuras soporte	22
2.9	Controles y pruebas	22
2.9.1	Pruebas tipos.....	23
2.9.2	Ampliación De Las Subestaciones	23
2.9.3	Subestación Pucallpa	23
2.9.4	Subestación Parque Industrial 60 kV.....	25
2.9.5	Marco normativo	26
CAPÍTULO III		27
3	MÉTODOS.....	28
3.1	Métodos	28
3.2	Población y muestra.....	28
3.3	Técnicas, instrumentos	28
3.4	Diagrama de flujo de las subestaciones Pucallapa y Parque Industrial	30
3.5	Diagrama de flujo de Subestación Parque Industrial –Situación Actual.....	31
CAPÍTULO IV.....		32
4	RESULTADO Y DISCUSIONES	33

4.1	Proyección de la demanda	33
4.1.1	Demanda de potencia y energía	33
4.1.2	Sectores domésticos.....	34
4.1.3	Ampliación de la SERs.....	34
4.2	Calculo del nivel de aislamiento.....	34
4.2.1	Aislamiento.....	34
4.3	Cálculo de la longitud de línea de fuga	35
4.4	Aislamiento por sobretension exteriores	36
4.5	Distancias mínimas de seguridad.....	37
4.5.1	Distancias mínimas de seguridad para 60 kV.....	37
4.5.2	Distancias mínimas entre fase –tierra y distancia mínima entre fases.....	38
4.5.3	Distancia entre fases de campos adyacentes en barras flexibles.	38
4.5.4	Distancia de trabajo horizontal y distancia de trabajo vertical	39
4.5.5	Altura mínima de parte con tensión y distancia mínima de la porcelana a tierra.....	39
4.5.6	Altura del cerco y distancia de partes con tensión al cerco	40
4.5.7	Distancia mínima al piso sobre caminos para pasaje de aparatos.	41
4.5.8	Distancia entre ejes equipos.....	41
4.6	Calculo del apantallamiento contra descargas atmosféricas.....	42
4.6.1	Datos de las subestaciones y criterios de diseño	42
4.7	Diseño del apantallamiento.....	43
4.7.1	Altura mínima del cable de guarda.....	43
4.7.2	Sección del radio del área protegida.....	45
4.8	Calculo de los pararrayos.....	48
4.8.1	Máxima tensión de operación continua (MCOV o U_c).....	48
4.8.2	Sobretension temporal (TOV)	50
4.8.3	Cálculo de la tensión nominal del pararrayos (U_r).....	52
4.8.4	Margen de protección	54
4.8.5	Distancias máximas de instalación	54
4.8.6	Cálculo de la energía en pararrayos.....	56
4.8.7	Margen de protección por sobretensiones por maniobra.....	58
4.9	Dimensionamiento de los transformadores de corriente	58
4.9.1	Determinación de la capacidad de los Transformadores de corriente	58
4.9.2	Cálculo de la relación de transformación de los Transformadores de corriente.....	59
4.9.3	Clase de precisión.....	60
4.9.4	Dimensionamiento de un interruptor de potencia.....	61
4.9.5	Determinación de las capacidades de los equipos de corriente continua	62

4.9.6	Determinación del conductor de barras	66
4.9.7	Efecto de cortocircuito.....	68
4.10	Diseño del sistema de puesta a tierra subestacion parque industrial	69
4.11	Resumen del diseño de puesta a tierra.....	69
4.12	Resumen de las características técnicas del equipamiento	75
4.12.1	Interruptor de potencia de 60 kV	75
4.12.2	Seccionadores de línea y de barra de 60 kV	75
4.12.3	Transformador de tensión de 60 kV	76
4.12.4	Transformador de corriente de 60 kV.....	76
5	CONCLUSIONES	78
6	RECOMENDACIONES	78
7	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	79
8	ANEXOS	80

CAPÍTULO I

1 INTRODUCCIÓN

1.1 ANTECEDENTES

- ✚ Gottardo L. (2007), en su tesis titulado, “Diseño de una subestación eléctrica considerando el control de energía en un proceso minero”, Universidad Nacional de Ingeniería, plantea la evaluación de las operaciones de la subestación a una altura de 1000 msnm haciendo referencia en su diseño las normas técnicas estándar internacional de la IEC N° 71-A, tomando para su análisis un factor de corrección de tensión de diseño para los equipos auxiliares de 1.25% por cada 100 metros de exceso a partir de los 1000 msnm, al evaluarse determino una tensión de diseño normalizado de 36kV, también propuso evaluar el nivel y coordinación de aislamiento basado también en las normas de la IEC según sus tablas I y III de la publicación N° 71-3 ,obtiene un valor adecuado de 50kV, para el valor de tensión máxima del equipamiento de 100 kV le correspondió una tensión de resistencia a la onda de impulso de 450 kV pico y para el dimensionamiento de los pararrayos define el cálculo del sistema de pararrayos de 48 kV para el lado de 50 kV y 12kV para el lado de 10.5 kV .Para las distancias de seguridad se orientó en la norma IEC 60071-2 en donde se hace consideraciones en la seguridad personal considerando una distancia mínima de 3m para elementos energizados, la circulación de personas a la subestación , y altura mínima debe de ser igual a las distancia mínima de fase tierra , que está en función de la clase de aislamiento al impulso y aumentada en 2.25m ,proponiendo que es la altura recomendada para un operador con los brazos en alto. Define también que el ancho de la subestación dependerá del tipo de sistema de barras que se utilicen, rígidos o flexibles.
- ✚ Diaz Solorza,O (2011), en su tesis titulada ”Calculo, coordinación y análisis del sistema de protección ante fallas a tierras en las subestaciones de distribución de 10 kV en la set marina ubicado en la provincia constitucional del Callao” , Universidad Nacional del Callao , propone que el reemplazo de los relés de falla a tierra en las subestaciones convencionales presentan deficiencias , realizando sus cálculos y estimaciones define que se han reducido , también propuso la forma de mejorar la protección contra fallas a tierra basado en relés direccionales de sobre corriente a las fallas a tierra, por ejemplo obtuvo un valor muy preciso de 800 ohmios, el planteamiento de las mejorar en su tesis concluye con una ventaja de periodos de mantenimiento preventivo en relés aéreas con una reducción a dos veces por año.
- ✚ Ramirez, J. (2014), en su tesis titulado”Montaje de interruptor y seccionador de potencia de 220 kv en la subestación cobriza i-campo armiño Huancavelica 2013”, Universidad Nacional Tecnológica del Cono Sur de Lima. Determino que la corriente del interruptor y del seccionador es de 131. 21 A para el cual el devanado primario opera a 220 Kv con una corriente de 164 A, para el devanado secundario 69 kV con 522 A, y el terciario a 10 Kv con 1205.22 A, seleccionando interruptores de la marca HVB de la serie HS (con gas SF6), en esas condiciones para la subestación ubicada a 2400 msnm empleo la norma DIN EN 60071-1, con una tensión soportada estandarizada para 245 kV, con un rango de 850 kV.
- ✚ Vivanco, C. (2010), en su tesis titulada “Estudio de las características funcionales y económicas de las subestaciones para optimizar la inversión en la electrificación”, Universidad Nacional del Centro. Propone que hasta tensiones nominales de hasta

300 kV las ventajas que presentan las subestaciones GIS respecto a las AIS son sus tipos de campos(celdas) que conforman la subestación, salen totalmente armados y ensayados de fábrica en forma individual así se transportan y llegan a la obra, además que las GIS requieren un mantenimiento mínimo debido a su envolvente hermética sumado a que el gas SF6 es un gas inerte sin envejecimiento que no deteriora los materiales.

- ✚ Rocha, V (2005) en su tesis titulada” Estudio definitivo de la línea de transmisión majes-camana en 138 kV”, Universidad Nacional de Ingeniería, concluye que la pérdidas de energía por efecto joule representa el 1.5 % debido a la complejidad de la geometría de tendido del sistema eléctrico a razón de que las reparaciones realizadas no contemplaron como objetivo el cumplimiento de las normas técnicas ya que se encontró parte de los tramos de la líneas dañadas por factores climáticos y fallas propias del sistema de transmisión por efecto corona.

1.2 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

¿Cuáles son los parámetros de diseño a optimizar mediante la evaluación energética y de qué manera influenciará en la ampliación de la subestación parque industrial y subestación Pucallpa interconectada a la línea de transmisión 60kV-Electro Ucayali S.A.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo General:

Optimizar los parámetros de diseño para la ampliación de la sub estación parque industrial y sub estación Pucallpa interconectada a la línea de transmisión 60 kV-ELECTROUCAYALI S.A

1.3.2 Objetivos Específicos

- ✚ Estimar la proyección de demanda de energía para realizar la ampliación de la subestación parque industrial y subestación Pucallpa interconectada a la línea de transmisión 60 kV.
- ✚ Determinar los parámetros de dimensionamiento de componentes de transformación actual de las subestaciones parque Industrial y subestación Pucallpa.
- ✚ Calcular los parámetros de apantallamiento contra descargas atmosféricas, margen de protección, puesta a tierra de las subestaciones y parámetros de coordinación de aislamiento contra sobretensiones para la ampliación de las subestaciones.

1.4 HIPÓTESIS

Se optimizan los parámetros, nivel de aislamiento, el apantallamiento contra sobrecargas y el apantallamiento contra descargas atmosféricas para la demanda al año 2030 de la subestación parque Industrial y subestación Pucallpa.

1.5 JUSTIFICACION Y LIMITACIONES DEL TRABAJO

1.5.1 Justificación

La realización de la presente investigación se fundamenta en garantizar la confiabilidad de las subestaciones SEPU –SEPI , que alimentan a la zona industrial de Pucallpa y a la demanda poblacional en tanto se debe realizar las proyecciones de crecimiento de la demanda industria y la demanda poblacional ya que este proyecto forma parte de las inversiones a realizarse por el estado debido a los múltiples problemas y fallas ocasionadas tanto en la línea de alimentación de 60 kV de cobertura de ambas subestaciones y por la parte técnica ya que el dimensionado y estudio debe de cumplir los estándares nacional e internacionales para el diseño y ampliación , así como las condiciones de operación energética de forma eficiente, el diseño con criterio energético permite al sistema aumentar su confiabilidad y seguridad según la norma IEC, diseño de elementos y sistemas auxiliares de subestaciones ,por este principio el tema de investigación tiene por objetivo hallar esos parámetros y valores en la cual la ampliación de la subestación garantiza no solo su operación segura , sino también eficientemente además se sabe que el sistema eléctrico de transmisión 60 kV que suministra energía a dos sectores muy importantes como son la SET parque industrial y SET Pucallpa , con una cobertura de más del 60% de la demanda de energía de la zona de influencia siendo indispensable realizar los replanteos técnicos para determinar y proyectar un nuevo sistema que suministre la energía de manera confiable , el aspecto técnico del transporte de la energía y los parámetros propios de la línea de transmisión y los agentes externos como factores climatológicos referidos a la humedad , velocidad de viento y otros son determinantes para justificar la inversión y mejoras proyectadas , en tanto energéticamente el proyecto propone la evaluación de las pérdidas de tensión así como potencia y energía que se dan producto del efecto joule y las distancias transportadas ,siendo una línea de transmisión que ha cumplido su tiempo de vida útil al operar durante más de 20 años , siendo reportado y observado por el OSINERGMIN a través de su gerencia de fiscalización eléctrica desde el año 2002 ,a razón de los expuesto e proyecto tiene tres razones de importancia para ser atendida con la propuesta establecida: por su antigüedad al haber cumplido su periodo de servicio con más de 20 años de operación siendo reportada por la gerencia de fiscalización eléctrica de Osinergmin , por la vulnerabilidad y baja confiabilidad y la otra razón fundamental en la cual se sostiene el proyecto de investigación de tesis , las pérdidas de energía y potencia.

1.5.2 Limitaciones Del Trabajo

La investigación abarca solo a parámetros que involucran incremento de capacidad de las subestaciones sin contemplar mediciones posteriores luego de la implementación de mejoras, por lo que se justifica el alcance de la investigación al dimensionamiento de los componentes de las subestaciones en función a sus parámetros eléctricos.

CAPÍTULO II

2 MARCO TEÓRICO

2.1 SUBESTACIONES ELECTRICAS

2.2 CLASIFICACIÓN DE LAS SUBESTACIONES ELECTRICAS

2.2.1 Subestaciones en centrales eléctricas

Estas se encuentran adyacentes a las centrales eléctricas o plantas generadoras de electricidad para modificar los parámetros de la potencia suministrada por los generadores para permitir la transmisión en alta tensión en las líneas de transmisión a este respecto se pueden mencionar que los generadores pueden suministrar la potencia entre 5 a y 25kV y la transmisión dependiendo del volumen de energía y la distancia.

2.2.2 Subestaciones receptoras primarias

Estas son energizadas en forma directa a través de las líneas de transmisión y reduce las tensiones a valores reducidos para la alimentación al sistema de transmisión o las redes de distribución, de forma que dependen de la tensión de transmisión pueden tener en su secundario.



Figura 01. Vista de Subestación receptora primaria.

Estas son por lo general alimentadas de las redes de subtransmisión y suministran la energía eléctrica a las redes de distribución a tensiones menores.

2.2.3 Subestaciones tipo intemperie

Estas subestaciones se construyen en terrenos expuestos a la intemperie y requieren de un diseño, aparatos y máquinas capaces de soportar el funcionamiento bajo condiciones atmosféricas adversas como lluvia, viento, nieve e inclemencias atmosféricas diversas, por lo general se adaptan a los sistemas de alta y extra alta tensión.

2.2.4 Subestaciones de tipo interior

En este tipo de subestación los aparatos y máquinas que se usan están diseñadas para operar en interiores, esta solución se usaba hace algunos años en la práctica europea,

actualmente son pocos los tipos de subestaciones tipo interior y generalmente son usados incluyendo la variante de las subestaciones del tipo blindado.

2.2.5 Subestaciones de tipo blindado

En estas subestaciones los aparatos y las maquinas se encuentran muy protegidas y el espacio necesario es muy reducido en comparación a las construcciones de subestaciones convencionales, por lo general de usan en el interior de fábricas, hospitales, edificios y centros comerciales que requieren de poco espacio para estas instalaciones por lo que se usan por lo general en tensiones de distribución y utilización.

2.2.6 Subestaciones de las plantas generadoras

Un aspecto importante a considerar en el esquema a usar en una subestación eléctrica es la confiabilidad que se tiene en el suministro de la energía, es decir se debe analizar la probabilidad de fallar en los diferentes elementos y en el arreglo mismo de ellas en función de una cantidad deseada en el servicio que normalmente la regula un criterio de calidad del suministro.

La disposición de las barras colectoras son producto de un análisis d este tipo que se conjuga también con la importancia que tendrá la subestación en la instalación o sistema eléctrico que se diseñan para operar en las plantas generadoras, se pueden emplear diferentes configuraciones en las barras siendo las más comunes las indicadas a continuación.

2.3 DISPOSICIÓN CON BARRAS SIMILARES

Esta disposición se puede emplear en plantas termoeléctricas o hidráulicas de una potencia baja y que no formen parte fundamental del abastecimiento de energía eléctrica al sistema. Puede tener algunas variedades como el uso de interruptores longitudinales que ofrecen algunas ventajas de las que tiene un sistema de doble barra.

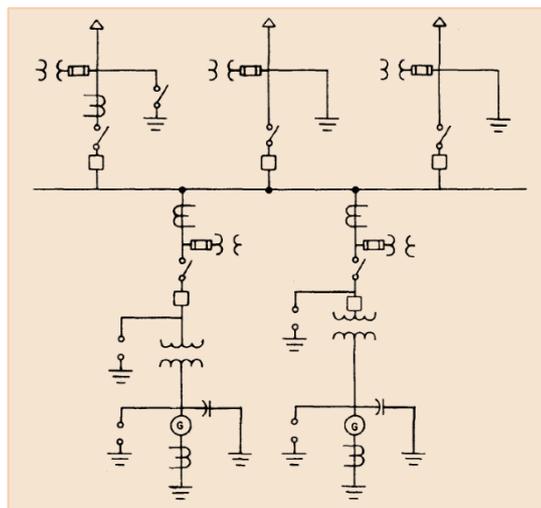


Figura 02. Diagrama unifilar de una subestación eléctrica

Fuente. Harper, G. E. (2002).

2.4 SISTEMA CON BARRA DE TRANSFERENCIA

Este esquema es más adecuado y seguro ya que cada línea puede permanecer activo aun cuando su interruptor se encuentre fuera de servicio por mantenimiento o reparación ya que el interruptor de transferencia realiza estas funciones.

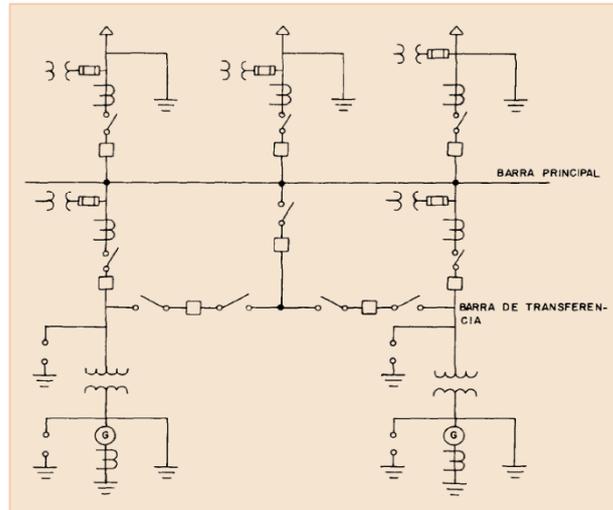


Figura 03. Doble juego de barras colectoras con dos

Fuente. Martín, J. R., & Pérez, E. O. (1992).

2.4.1 Sistemas de barras colectoras dobles

Este arreglo es más complejo que las anteriores y se prefiere en las subestaciones de energía más importante de un sistema en donde no solo se requiere realizar mantenimiento o revisión en la instalación sin interrupción de servicio, también se requiere la operación de algunas partes de la instalación intercambiando las salidas indistintamente sobre las barras, existen variedades en este sistema como es el caso de seccionamiento longitudinal y el transversal que aumentar el performance del servicio y ofrecen algunas ventajas de las que se tienen con sistemas de barras triples.

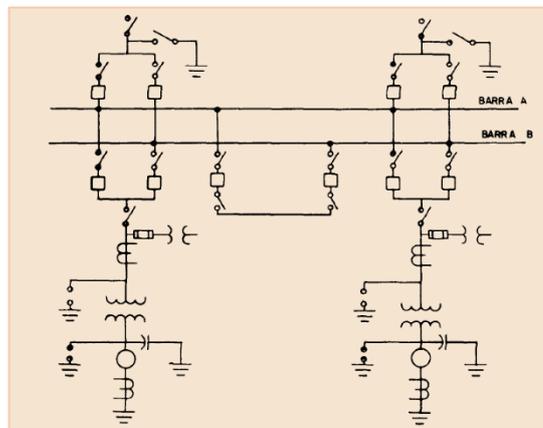


Figura 04. Sistemas de barras colectores doble.

Fuente. Martín, J. R., & Pérez, E. O. (1992).

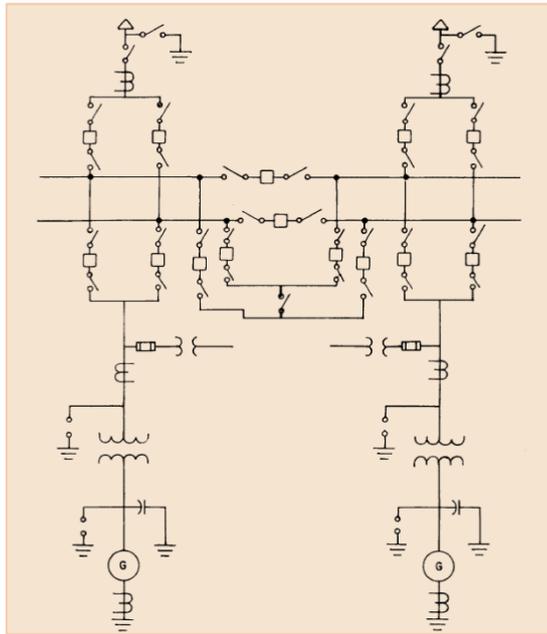


Figura 05. Sistemas de barras doble con interruptor.

Fuente. Martín, J. R., & Pérez, E. O. (1992).

2.4.2 Subestaciones receptoras primarias

En cada nivel de voltaje de la subestación se emplea normalmente un diagrama con barras colectoras doble y con interruptor en paralelo. En algunos casos para aumentar posteriormente la seguridad de operación en las subestaciones más importantes de un sistema se emplea también una barra de transferencia en el sistema de barras doble.

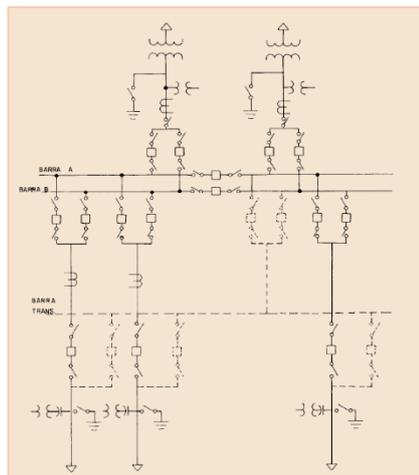


Figura 06. Sistemas de barras colectores doble.

Fuente. Martín, J. R., & Pérez, E. O. (1992).

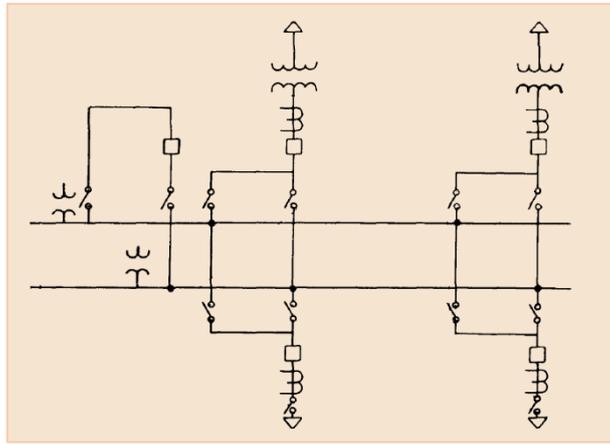


Figura 07. Diagrama de conexiones con doble juego de barras colectoras.

Fuente. Martín, J. R., & Pérez, E. O. (1992).

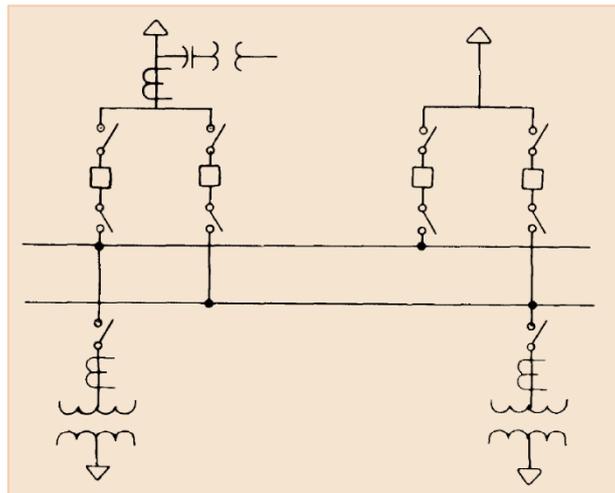


Figura 08. Doble juego de barras colectoras con dos interruptores por línea

Fuente. Martín, J. R., & Pérez, E. O. (1992).

2.4.3 Subestaciones receptoras secundarias

En la figura siguiente se indica un diagrama unifilar típico de lo que puede ser una subestación receptora secundarias en el cual se distinguen un sistema de barras sencillo que conecta directamente a la línea de alimentación con el transformador de la instalación. En este arreglo el uso de un interruptor longitudinal es poco común y solo se emplea en aquellos casos en donde por condiciones muy especiales de mantenimiento así se requiere el empleo de interruptores tripolares es más común para evitar fallas en la red de suministro en caso de desconexión por alguna falla, en la subestación receptora secundaria.

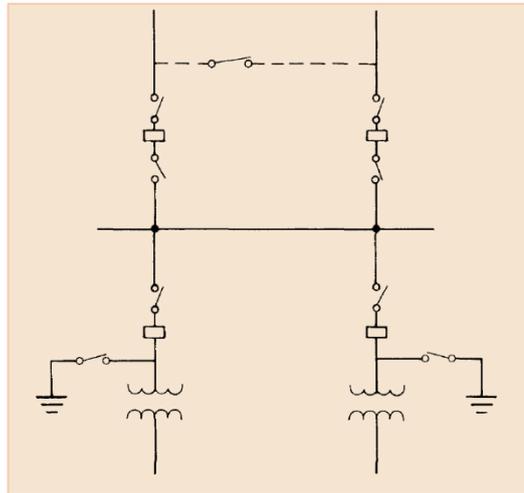


Figura 09. Doble juego de barras colectoras con dos

Fuente. Martín, J. R., & Pérez, E. O. (1992).

2.4.4 Características eléctricas de las subestaciones

Según Harper, E (2012), en las subestaciones eléctricas los parámetros eléctricos sobre los cuales se hace la selección de las características constructivas y de los equipos y aparatos son básicamente cuatro.

- ✚ Las tensiones a que trabajara la instalación.
- ✚ El nivel de aislamiento admisible en los aparatos por instalar.
- ✚ La corriente máxima que se prevé en servicio continuo o la máxima potencia.
- ✚ La corriente de corto circuito.

En las subestaciones conectadas a las plantas generadoras se proveen generalmente de sistemas, uno que opera a la tensión de generación y que transforma a las tensiones necesarias en los servicios auxiliares de la planta y el otro a las tensiones de transmisión usadas.

En las subestaciones receptoras secundarias se definen las tensiones de operación en el lado de la transmisión por la tensión usada en las líneas y en el otro lado por los valores usados para la distribución. No se deben olvidar que en algunos casos existen subestaciones eléctricas que pueden requerir dos tensiones secundarias, en cuyo caso es común el uso de transformadores de devanado terciario.

2.5 REGULACIÓN DE TENSIÓN DE LA POTENCIA REACTIVA

Para el correcto funcionamiento de las instalaciones eléctricas es necesario garantizar que las tensiones suministradas a los usuarios tengan pequeñas variaciones con relación a su valor nominal. Esto es necesario considerarlo en el proyecto de la subestación debido a que la caída de tensión a lo largo de la línea y un transformador son función de la carga y es necesario adoptar en el tiempo la tensión aplicada a las líneas que salen de la subestación. Para lograr este objetivo los transformadores de alta/ medias tensiones vienen dotados o por lo menos se recomienda que vengan dotadas de cambiador de derivaciones bajo carga. Por otro lado, el rendimiento en la

transmisión depende también del factor de potencia de la corriente por lo que es económicamente conveniente compensar la potencia reactiva por lo cual se debe considerar la posibilidad de usar la instalación condensadores síncronos o bien condensadores estáticos en derivación.

2.6 PRINCIPALES COMPONENTES DE SUBESTACIONES ELECTRICAS

Los principales componentes se detallan a continuación.

2.6.1 El transformador

Es la parte más importante de una subestación eléctrica ya sea por la función que representa de transferir la energía eléctrica a un circuito a otro, sus componentes son:

- a) Cuchillas desconectadoras.
- b) Interruptores.
- c) TC.
- d) TP.
- e) Cuchillas desconectadoras para sistema de medición.
- f) Cuchillas desconectadoras de los transformadores de potencia.
- g) Transformadores de potencia.
- h) Barras de conexión.
- i) Aisladores de soporte.
- j) Conexiones a tierra.
- k) Tablero de control y medición.
- l) Barras del tablero.
- m) Sujeción del tablero.



Figura 10. Patio de transformación –Subestación Pucallpa.

2.6.2 Transformadores tipo seco

Con enfriamiento con aire natural

Con circulación forzada del aire en el exterior por medio de ventiladores.

Con circulación forzada en el núcleo y los devanados

2.6.3 Transformadores en aceite

Circulación natural del aceite y del aire.

Circulación natural del aceite y aire por circulación forzada del aire con ventiladores en los radiadores.

Circulación forzada del aceite y circulación del aire.

Circulación forzada del aceite y circulación natural del aire.

Circulación forzada del aceite y circulación forzada del aire.

Circulación forzada del aceite y circulación forzada del agua por medios externos.

Circulación forzada de agua.

Un aspecto importante a considerar con respecto al medio de enfriamiento de los transformadores es que la disipación del calor por convección que resulta la más importante en los equipos eléctricos disminuye con la altitud es decir que a mayor altura de operación sobre el nivel del mar debido a la variación de la densidad del aire la disipación de calor se hace menos efectiva por lo que es común que los fabricantes de transformadores los diseñen para disipar la temperatura en forma normal hasta una altura de 1000 msnm reduciendo entonces su capacidad o potencia a mayor altitud debido a la reducción que sufre en la disipación de calor, pudiéndose expresar esta reducción por cada 100 m sobre la altura de 1000 m sobre el nivel del mar siendo estos factores para los casos más comunes los siguientes.

- ✚ Para transformadores en aceite con enfriamiento natural (auto- enfriados). 0.14%
- ✚ Para transformadores en aceite con circulación de aire forzado. 0.5%
- ✚ Para transformadores en aceite con circulación forzada de aceite y circulación forzada de aire.
- ✚ Transformadores secos con enfriamiento natural (auto enfriados) 0.5%
- ✚ Transformadores secos con enfriamiento natural (auto enfriados) 0.3%
- ✚ Transformadores secos con ventilación forzada. 0.5 %

2.6.4 Algunas características constructivas

Harper, E (2012), señala que Las principales partes que constituyen un transformador de potencia son el núcleo magnético, los devanados, el conmutador o cambiador de derivaciones (en vacío o bajo carga), el tanque, los dispositivos de enfriamiento, las boquillas, así como algunos otros accesorios.

Con relación a los devanados es práctica común que para los de alta tensión se construyen bobinas de tipo discoidal o seccionados y para el de baja tensión de tipo helicoidal, por lo general los devanados de mayor tensión se conectaran en estrella con el objetivo de reducir el aislamiento interno del transformador a la tensión $V/\sqrt{3}$ para el devanado de menor tensión se puede adoptar indistintamente la conexión estrella o delta.

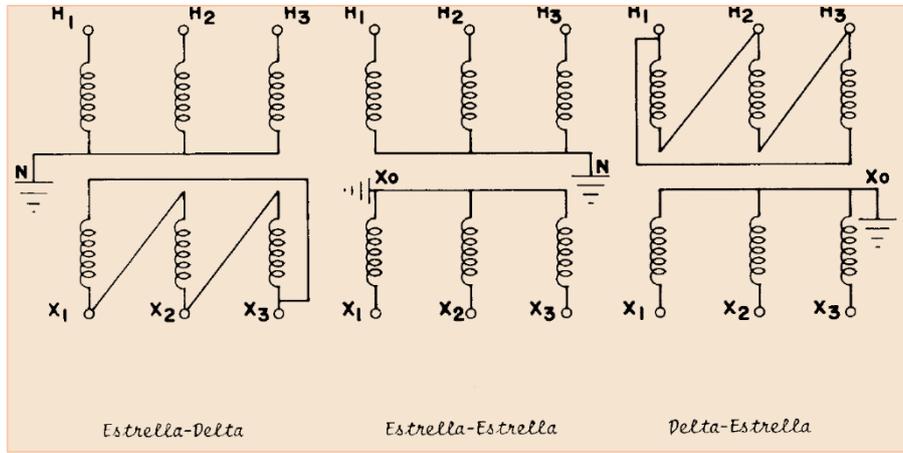


Figura 11. Configuración, de devanados de un transformador.

Fuente. Martín, J. R., & Pérez, E. O. (1992).

Para las subestaciones de gran potencia se ha tenido cierta difusión con el uso de bancos de transformadores monofásicos constituidos por cuatro unidades de las cuales tres entran en servicio y la otra queda como reserva para cuando quede eventualmente fuera de servicio algún transformador. Los transformadores pueden estar conectados entre sí en delta estrella, estrella delta o de cualquiera de las conexiones trifásicas típicas de acuerdo con las exigencias de la instalación, Chapman, J (1988).

2.6.5 Conexiones en paralelo de los transformadores

Para la conexión en paralelo de dos transformadores o más se deben cumplir las siguientes condiciones.

- Igual tensión en vacío de los devanados correspondientes en cada transformador.
- La misma polaridad de los devanados
- Igualdad entre las tensiones de corto circuito y las componentes activas y reactivas de la misma magnitud. Por lo general los bornes de alto voltaje de los transformadores se denotan con la letra H mayúscula y los de baja tensión con la letra X.
- Es recomendable dentro de lo posible y en el objeto de tener una mejor condición de operación que los transformadores tengan impedancia.

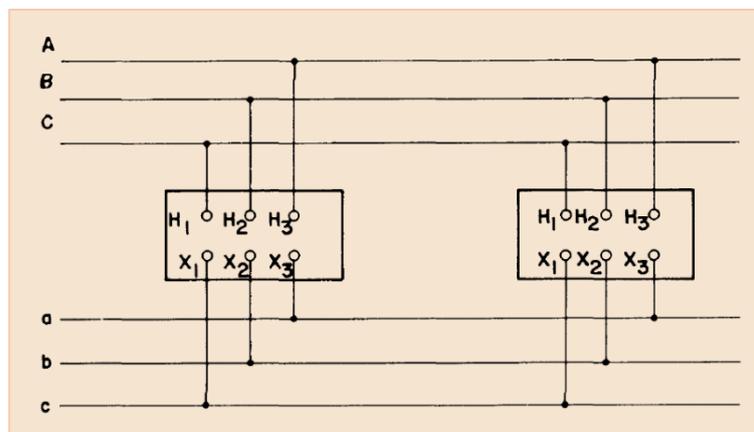


Figura 12. Configuración, de devanados de un transformador.

Fuente. Martín, J. R., & Pérez, E. O. (1992).

2.6.6 La instalación de transformadores

Por lo que respecta a la instalación de los transformadores se puede mencionar que las variantes dependen del tipo de instalación, es decir las subestaciones de gran potencia son por lo general del tipo intemperie y tienen una disposición diferente a las de menor potencia tipo interior o las compactas. En general para estos últimos casos no existen consideraciones especiales respecto a la instalación de los transformadores mientras que en las subestaciones intemperie existen muchas variantes dependiendo de la disposición de las subestaciones.

Como norma general se puede mencionar que los transformadores se deberán instalar de concreto diseñados para soportar su peso, en lo posible se deberán respetar las distancias de seguridad mínimas recomendadas o en caso contrario aislarlas del posible contacto por medio de barandales o malla, la base deberá ser de tal forma que tenga la posibilidad de contener el aceite del transformado en caso de fuga y un sistema de drenaje conectado al sistema de drenaje para fugas de aceite en la subestación que puede conectarse a un recipiente que contenga el aceite extraído del transformador a los interruptores .

2.6.7 Transformador de corriente

Cuando se desea hacer mediciones cuyos valores son elevados y no pueden ser manejados directamente por los instrumentos de medición o protección, o bien, cuando se trata de hacer mediciones de corriente en circuitos que operan a tensiones elevadas es necesario establecer un aislamiento eléctrico entre el circuito primario conductor y los instrumentos. Este aislamiento se logra por medio de los denominados transformadores de corriente cuya función principal es transformar o cambiar un valor de corriente en un circuito a otro que permita la alimentación de instrumentos y que por lo general es de 5 amperios según normas, proporcionando el aislamiento necesario en la tensión.

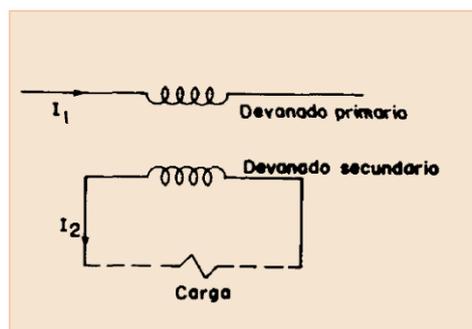


Figura 13. Esquema de un transformador de corriente.

Fuente. Martín, J. R., & Pérez, E. O. (1992).

2.6.8 Métodos de extinción de arco eléctrico

Cuando los contactos de los interruptores se abren es necesario favorecer la extinción del arco e inmediatamente después la recuperación del aislamiento (rigidez dieléctrica) entre los contactos mismos de manera que la rigidez dieléctrica entre

estos sea superior a la tensión de restablecimiento. Para facilitar la extinción del arco se busca aumentar artificialmente la separación y disminuir la temperatura.

La recuperación de la rigidez dieléctrica se obtiene alejando lo más rápidamente posible los contactos y sustituyendo el gas ionizante producto del arco eléctrico, con algún material aislante, este material puede ser aire, aire comprimido a una presión determinada o algún tipo de gas a presión como por ejemplo hexafluoruro de azufre (SF₆), pueden ser también mineral o bien se puede crear vacío.

a) Interruptor de Hexafluoruro de azufre (HF6)

La extinción del arco eléctrico se puede obtener también por medios diferentes de los convencionales como son el aceite y el calor comprimido o bien el aire a la presión atmosférica. Desde hace algunos años se encuentra en el mercado especialmente para tensiones superiores a 70 kV interruptores en los que el medio de extinción del arco está constituido por SF₆, este es un gas que presenta ciertas características particulares para la extinción del arco debido a que reúne dos requisitos fundamentales.

- ✚ Un elevado valor de rigidez dieléctrica
- ✚ Una elevada velocidad de recuperación de la rigidez dieléctricos cuando se pierde durante la interrupción a causa del arco eléctrico.

La rigidez dieléctrica a la presión atmosférica es de 2 a 3 veces mayor de la del aire y su valor a una presión de 3 kg/cm² es comparable con el del aceite mineral tratado.

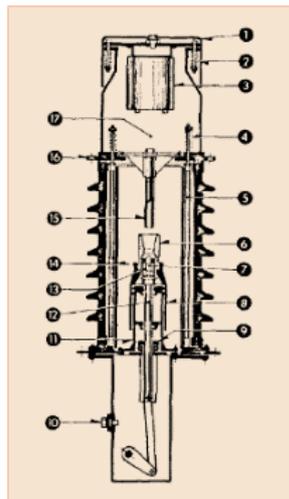


Figura 14. Cámara de extinción de un interruptor SF₆

Fuente. Harper, G. E. (2002).

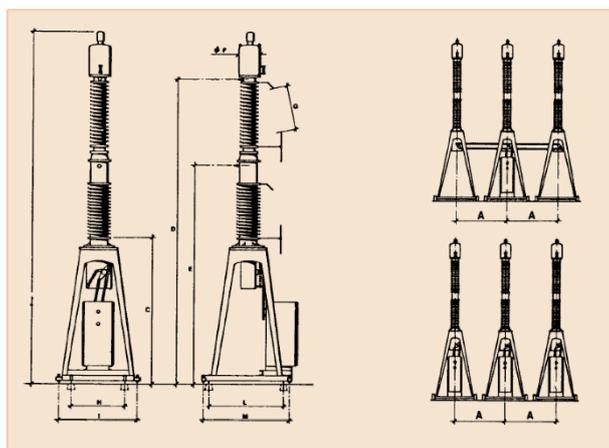


Figura 15. Esquema general de interruptores en pequeños volúmenes de aceite.

Fuente. Harper, G. E. (2002).

2.6.9 Cuchillas desconectoras

Son dispositivos de maniobras capaces de interrumpir en forma visible la continuidad de un circuito, pueden ser maniobrables bajo tensión, pero en general sin corriente ya que poseen una capacidad interruptora casi nula.

Su empleo es necesario en los sistemas ya que debe existir seguridad en el aislamiento físico de los circuitos antes de realizar cualquier trabajo y para los cuales la presencia de un interruptor no es suficiente para garantizar un aislamiento eléctrico.

Las cuchillas desconectadas en particular deben cumplir los siguientes requisitos.

- ✚ Garantizar el aislamiento dieléctrico a tierra y sobre todo a la apertura, por lo general se requiere entre puntos de apertura de la cuchilla un 15% o 20% de exceso en el nivel de aislamiento con relación al nivel de aislamiento a tierra.
- ✚ Conducir en forma continua la corriente nominal sin que exista una relación de temperatura en las diferentes partes de la cuchilla y en particular los de contacto.
- ✚ Soportar por un tiempo específico generalmente 1 segundo, los efectos térmicos y dinámicos de las corrientes de corto circuito.
- ✚ Las maniobras de cierre y apertura se deben realizar con toda seguridad es decir sin posibilidad de que se presenten falsos contactos o posiciones falsas aun en condiciones atmosféricas desfavorables como puede ser por ejemplo la presencia de hielo.

b) Cuchillas unipolares

En este seccionador en la posición cerrada la navaja se encuentra insertada en un contacto que está a presión aprisionado fuertemente la navaja para garantizar un buen contacto eléctrico.

Pueden haber más de una navaja según sea la corriente nominal que conducen, por lo general se emplean en baja tensión y tensiones medias con corrientes hasta 1000 o 1500 amperios.

c) Cuchillas tripolares

Son básicamente las mismas cuchillas unipolares pero el mando es tal que se accionan las tres fases simultáneamente.

d) Cuchilla unipolar de rotación

Estas pueden tener un perno central o bien con interrupción doble p pueden existir de interrupción simple con columna central giratoria, son empleadas por lo general en sistemas de alta tensión con corrientes de hasta 2000 amperios.

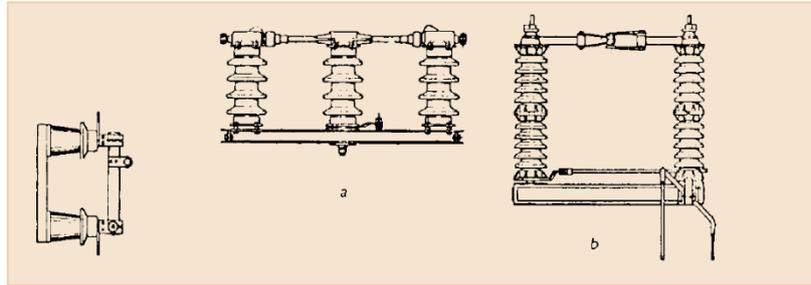


Figura 16. Esquema general de interruptores en pequeños volúmenes de aceite.

Fuente. Harper, G. E. (2002).

e) Fusibles

El uso de fusibles para la protección contra cortocircuito y contra sobrecargas en los sistemas de baja tensión ha sido muy común por la simplicidad y el bajo costo que estos elementos representan, estas características hacen que también sean usados en circuitos de media tensión.

El fusible está reservado para la interrupción automática del circuito que protege cuando se verifican condiciones anormales de funcionamiento que están asociados con las sobre corrientes, esta interrupción se obtiene del elemento fusible que en si representa la parte fundamental y que determina sus características.

La función del fusible es diferente de aquella que desempeñan los interruptores automáticos ya que un fusible no está diseñado desarrollar operaciones de maniobra de apertura y cierre de un circuito ya que cada vez que opera se requiere de la sustitución de su elemento fusible.

La principal función del fusible la desarrolla el elemento fusible propiamente dicho al cual se le deja la función de soportar sin calentamiento excesivo la corriente nominal y de fundirse durante un tiempo determinado cuando la corriente nominal supera el límite máximo de fusión previsto este tiempo depende de la densidad de corriente del elemento fusible, y otras características como su resistividad, calor, específico, etc.

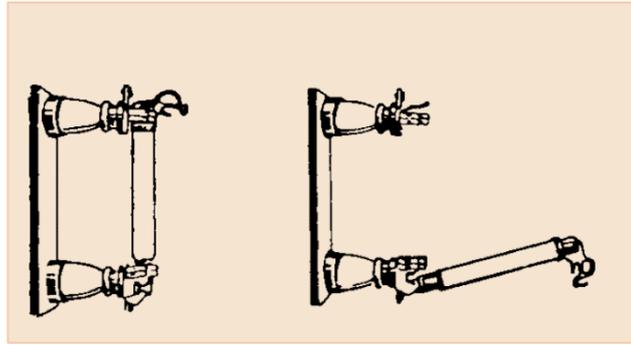


Figura 17. Fusibles, apertura y cierre

Fuente. Harper, G. E. (2002).

2.6.10 Sobretensiones y coordinación de aislamiento

El otro aspecto importante a considerar además del cortocircuito y la protección por relevadores en el diseño de las instalaciones eléctricas que forman parte de los sistemas eléctricos, es el relacionado con las sobretensiones que pueden causar daño a los equipos y ser origen de otras fallas en el sistema, y lo relacionado con la protección contra estas sobretensiones por medio de la denominada coordinación de aislamiento.

Para tener una concepción más amplia sobre este problema y aplicar mejores criterios de diseño, es conveniente establecer algunas definiciones relacionadas con el tema, dadas por la comisión internacional de electrotécnica en su norma IEC-71, publicada en 1976 y los anexos posteriores, así como los conceptos relacionados con las sobretensiones en los sistemas eléctricos.

2.7 DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN

2.7.1 Elementos de conducción de la corriente

Los elementos conductores deberán ser capaces de soportar la Corriente Nominal continuamente, a la frecuencia de operación, sin necesidad de mantenimiento excesivo. Los terminales y conexiones entre los diferentes elementos deberán diseñarse para asegurar, permanentemente, una resistencia de contacto de bajo valor.

2.7.2 Mecanismo de interrupción de arco

Los interruptores serán capaces de romper la continuidad de cualquier corriente, desde cero hasta su capacidad de interrupción nominal, cuando se use en circuitos predominantemente resistivos e inductivos. El mecanismo de interrupción del arco deberá diseñarse con suficiente factor de seguridad, tanto mecánica como eléctricamente, en todas sus partes.

2.7.3 Aislamiento

Los aisladores de los interruptores serán de porcelana y diseñados de tal forma que, si ocurriera una descarga a tierra por Tensión de Impulso con el interruptor en las posiciones de "abierto" o "cerrado", deberá efectuarse por la parte externa, sin que se

presente descarga parcial o disruptiva en la parte interna o perforación del aislamiento.

2.8 MECANISMOS

2.8.1 Mecanismo general

El interruptor deberá estar diseñado para operar eléctricamente local-manual y estar provisto de un mecanismo por acumulación de energía de resorte. El mecanismo de accionamiento manual para efectuar operaciones de mantenimiento y emergencia, deberá estar enclavado para cuando se encuentre en uso, evitar la operación remota. A los interruptores con mecanismos de operación dependen (Por polo) se les dotará de un dispositivo de protección de discordancia de fase. En el caso, que una o dos fallen completamente en el cierre ó apertura, se preverá la apertura automática de tres fases luego de un tiempo de retraso ajustable en el rango de 1 a 3 segundos.

2.8.2 Mecanismo de apertura

El interruptor será del tipo disparo libre.

El mecanismo de apertura deberá diseñarse en forma tal que asegure la apertura del interruptor en el tiempo especificado si la señal de disparo se recibiera en las posiciones de totalmente o parcialmente cerrado. La bobina de disparo deberá ser capaz de abrir el interruptor en los límites del rango de tensión auxiliar especificado. Se deberá proporcionar un dispositivo para efectuar la apertura manual localmente en caso de emergencia y protegido contra operación accidental.

2.8.3 Mecanismo de cierre

Se diseñará en tal forma que no interfiera con el mecanismo de disparo. El mecanismo de Cierre deberá desenergizarse automáticamente, cuando se complete la operación. El interruptor estará provisto de un dispositivo de "antibombeo" ("anti-pumping" device).

2.8.4 Requerimientos de control

El sistema de mando estará provisto para ser accionado:

- ✚ A distancia (desde el centro de control del propietario o desde el tablero de mando ubicado en la sala de control de la subestación) o localmente, seleccionable mediante un conmutador instalado en la caja de control del interruptor. Localmente con un juego de botones pulsadores, debiendo permanecer operativa la protección.
- ✚ Automáticamente por las órdenes emitidas desde las protecciones y automatismos. Dispositivo de disparo de emergencia (local).

2.8.5 Caja de control

Las cajas de control deben tener grado de protección IP-54. Las cajas de control deberán ser a prueba de intemperie y dispondrán de un control y calefactor eléctrico para reducir la humedad relativa al nivel tolerado por los equipos, todos los circuitos de calefacción deben de alimentarse a 220 V, monofásico (en c.a.). Las bobinas de control, sistema de mando, interruptores auxiliares, bloques terminales, etc., deberán

estar alojados en una caja, centralizando el mando para los 3 polos de acuerdo al mando tripolar, en caso de uni-tripolar cada polo deberá tener su caja de mando.

2.8.6 Contador de operaciones

Los interruptores deberán poseer un contador mecánico de operaciones, ubicado en la caja de control.

2.8.7 Fluido Extintor, Gas Hexafluoruro de azufre (SF6)

La calidad de fluido extintor deberá mantenerse de modo tal que el poder de ruptura nominal sea garantizado hasta un grado de envejecimiento admisible, correspondiente al número de interrupciones garantizado, sin reemplazo del gas. El poder de ruptura de los interruptores estará garantizado para una presión mínima del gas SF6 para la tensión mínima de mando a la cual dicho sistema de mando funciona correctamente.

Los interruptores contarán con dispositivos de alarma y protección contra pérdidas lentas y súbitas de gas, de modo que el equipo no accione fuera de sus condiciones nominales de diseño. El fabricante deberá definir la dotación de botellas de hexafluoruro de azufre (SF6) para el primer llenado en obra, así también como la reserva para alguna eventualidad de fuga de gas.

2.8.8 Resistencia mecánica

Los interruptores deberán estar diseñados mecánicamente para soportar entre otros, esfuerzos debidos a:

- ✚ Cargas del viento
- ✚ Fuerzas electrodinámicas producidas por cortocircuito.
- ✚ Fuerzas de tracción en las conexiones horizontales y verticales en la dirección más desfavorable.

Asimismo, los interruptores deberán soportar esfuerzos de origen sísmico calculado sobre la hipótesis de aceleraciones verticales de 0,3 g y horizontal de 0,5 g, donde "g" es la aceleración de la gravedad.

2.8.9 Inspección

Los interruptores deberán ser diseñados de tal manera de facilitar la inspección, especialmente para aquellas partes que necesiten mantenimiento rutinario. La relación de estas partes será indicada por el fabricante.

2.8.10 Contactos auxiliares

Los interruptores estarán provistos de contactos auxiliares, cuya cantidad mínima será de:

- ✚ Diez (10) contactos normalmente abiertos.
- ✚ Diez (10) contactos normalmente cerrados.

2.8.11 Autonomía de maniobras

Los interruptores podrán ser cargados manualmente en caso de falla del sistema de carga (motor). Si el sistema de carga manual fallara, se exigirá un ciclo Abierto - Cerrado/Abierto (O-CO).

2.8.12 Estructuras soporte

Serán de acero galvanizado y soportarán los esfuerzos que le transmita el interruptor y deberán resistir las condiciones sísmicas establecidas en el numeral i) Asimismo el diseño contemplará la unión de sus partes estructurales para transmitir los esfuerzos a la cimentación. El fabricante suministrará la estructura completa, incluyendo los pernos de anclaje de la cimentación, su costo estará incluido en el precio del equipo.

Conectores terminales

Los conectores terminales deberán ser a prueba de efecto corona y con capacidad de corriente mayor que la nominal de los bushings a los que estén acoplados. La superficie de contacto no producirá calentamiento excesivo; el incremento de temperatura no deberá ser mayor de 30° C.

2.9 CONTROLES Y PRUEBAS

- a) Las inspecciones y pruebas se realizarán de acuerdo a lo establecido en las normas indicadas IEC y ANSI.
- b) Todas las inspecciones y ensayos requeridos deberán ser presenciados por representantes autorizados del Propietario y ningún equipo podrá ser embarcado antes que se reciba la correspondiente autorización del Propietario.
- c) Todos los documentos de Protocolos de Pruebas serán entregados por el Contratista (Fabricante) con los certificados de inspección y pruebas correspondientes. Los informes detallados y completos incluyendo datos de medidas, diagramas, gráficos, etc., serán entregados por el fabricante inmediatamente después de la realización de las pruebas. Tales informes serán elaborados en idioma español y enviados al Propietario.
- d) Salvo acuerdo en sentido contrario durante la ejecución del Contrato, los métodos de prueba, medidas y cálculos relativos a las inspecciones y los ensayos estarán de acuerdo con las normas indicadas en el numeral 3.2.
- e) Si las pruebas revelasen deficiencias en los interruptores o en sus componentes, el Propietario podrá exigir las nuevas pruebas que en su opinión fuesen necesarias para asegurar la conformidad con las exigencias del Contrato. Los gastos por tales pruebas suplementarias serán cubiertos por el fabricante.
- f) La aprobación de las pruebas, la aceptación de los certificados (informes) de ensayos no libera de ninguna manera al fabricante de sus obligaciones contractuales.

Según requerimientos enviará a presenciar las pruebas finales a un (01) ingeniero por cada lote de interruptores. El Fabricante - Contratista asumirá todos los gastos de pasaje, transporte, local, alojamiento y alimentación.

2.9.1 Pruebas tipos

Al recibir la orden de proceder, el Fabricante remitirá las copias de las Pruebas Tipo, certificadas por una entidad independiente de prestigio, que permitan comprobar que los interruptores y sus dispositivos de mando han pasado satisfactoriamente las siguientes pruebas:

- ✚ Pruebas dieléctricas para verificar el nivel de aislamiento.
- ✚ Pruebas de elevación de temperatura.
- ✚ Medición de la resistencia eléctrica del circuito principal.
- ✚ Pruebas de sostenimiento a las corrientes pico y a las corrientes de corta duración.
- ✚ Pruebas y tiempos para verificar la operación mecánica y de impacto al medio ambiente.
- ✚ Pruebas y tiempos para verificar el comportamiento de la apertura y cierre del interruptor en cortocircuito.
- ✚ Pruebas y tiempos para verificar el comportamiento de apertura y cierre del interruptor en cortocircuito con discordancia de fases (out of phase).
- ✚ Pruebas y tiempos para verificar el comportamiento del interruptor cuando se interrumpen corrientes capacitivas.
- ✚ Pruebas para verificar el comportamiento del interruptor cuando se interrumpen pequeñas corrientes inductivas.

2.9.2 Ampliación De Las Subestaciones

Se implementarán dos celdas; una a la salida en SEPI y otra de llegada en SEPU.

Las celdas de medición, protección, así como los bancos de baterías serán montados en la sala de control existentes en cada subestación de potencia.

2.9.3 Subestación Pucallpa

En la subestación existente de Pucallpa se instalará una nueva celda de llegada en 60kV, así mismo el transformador 15 MVA existente de SEPU se conectará al nuevo patio de llaves.

Una (01) Celda de Llegada 60kV, equipado con:

- ✚ 01 seccionador Tripolar de Línea, 1200 A, 450 kV BIL.
- ✚ 01 seccionador Tripolar de Barra, 1200 A, 450 kV BIL.

Los Seccionadores de Líneas y Barras serán suministrados con aisladores tipo columna; siendo las características técnicas principales las siguientes: Instalación: Exterior, Montaje Horizontal sobre Soporte. Los Seccionadores de Línea estarán equipados con Cuchilla de Puesta a Tierra, de accionamiento y mando manual.

03 transformadores de tensión, 450 kV BIL, $60/\sqrt{3}:0.10\sqrt{3}:0.10/\sqrt{3}$ kV.

Los Transformadores de Tensión lado 60kV, serán para montaje a la intemperie; siendo las características técnicas principales son las siguientes:

Potencia y Clase Precisión

Núcleo Medida : 30 VA, Cl 0,2

Núcleo Protección : 30 VA, 3P

- ✚ 03 pararrayo de óxido metálico, 60 kV MCOV, 5 KA, clase 3, 450 kV BIL.
Los pararrayos del lado 60kV, serán de Clase 3, están fabricados con descargadores y con bloques de resistencias a base de óxido metálico (ZnO), Todos los Pararrayos en 60kV, vendrán equipados con un Contador de Descargas
- ✚ 01 interruptor de potencia 3Ø, 450 kV BIL, 1200A, 31.5 KA
Los interruptores a suministrarse serán con cámara de extinción en hexafloruro de azufre (SF6)
- ✚ 03 transformadores de corriente, 450 kV BIL, 500-1000 /5/5/5 A, 30 VA-5P20, 30 VA-Cl.0.2.
Los Transformadores de Corriente lado 60kV, son para montaje a la intemperie; siendo las características técnicas principales las siguientes:
Potencia y Clase Precisión
Medición : 30 VA, Cl 0,2
Protección : 30 VA, 5P20
01 Banco de Baterías
Los bancos se utilizarán como dispositivos de almacenamiento de energía en caso de falla del circuito de alimentación primario de los servicios auxiliares (ciclos de trabajo intermitentes), tanto en las tensiones de 110 Vcc
- ✚ 01 tablero de protección y medición
- ✚ Son modulares, auto soportados, fabricadas con estructuras de plancha de hierro LAF de hasta 3mm, puertas de 2.5mm, techo y tapas de 2mm. Bajo pedido, El grado de protección estándar es IP50 Todas las superficies metálicas son pintadas con dos capas de pintura de base anticorrosiva y dos capas de pintura de acabado color gris RAL7000 o el color especificado por el usuario
- ✚ El conexionado de cables está dividido de acuerdo con la función que cumplen, como por ejemplo circuitos de corriente de medición, circuitos de protección, circuitos de medición, circuitos de mando, circuitos de alarmas y señalización, Adicionalmente, todo el conexionado se realiza por el interior de canaletas ranuradas, utilizando cables de colores para diferenciación la función que cumplen. Todas las partes metálicas son conectadas a una barra de tierra firmemente emperrada a la estructura de la Celda.
- ✚ 01 sistema de Puesta a tierra.
Es una malla, conformado por conductor de Cobre desnudo, temple blando de 95 mm², instalado a una profundidad de 1.00 m.
Los empalmes para la conformación de la malla y la conexión a la red de tierra superficial, se ejecutará con soldadura exotérmica.

2.9.4 Subestación Parque Industrial 60 kV

En la Subestación existente de Parque Industrial perteneciente a ISA se ha realizado las gestiones pertinentes para instalar una nueva celda de salida en 60 kV.

Una (01) Celda de Salida 60kV, equipado con:

01 Seccionador Tripolar de Línea, 1200 A, 450 kV BIL.

01 Seccionador Tripolar de Barra, 1200 A, 450 kV BIL.

- ✚ Los Seccionadores de Líneas y Barras serán suministrados con aisladores tipo columna; siendo las características técnicas principales las siguientes: Instalación: Exterior, Montaje Horizontal sobre Soporte. Los Seccionadores de Línea estarán equipados con Cuchilla de Puesta a Tierra, de accionamiento y mando manual.
- ✚ 03 transformadores de tensión, 450 kV BIL, $60/\sqrt{3}:0.10\sqrt{3}:0.10/\sqrt{3}$ kV.
- ✚ Los Transformadores de Tensión lado 60kV, serán para montaje a la intemperie; siendo las características técnicas principales son las siguientes:

Potencia y Clase Precisión

Núcleo Medida : 30 VA, Cl 0,2

Núcleo Protección : 30 VA, 3P

- ✚ 03 pararrayo de óxido metálico, 60 kV MCOV, 5 KA, clase 3, 450 kV BIL.
- ✚ Los pararrayos del lado 60kV, serán de Clase 3, están fabricados con descargadores y con bloques de resistencias a base de óxido metálico (ZnO), Todos los Pararrayos en 60kV, vendrán equipados con un Contador de Descargas
- ✚ 01 Interruptor de potencia 3Ø, 450 kV BIL, 1200A, 31.5 KA
- ✚ Los interruptores a suministrarse serán con cámara de extinción en hexafluoruro de azufre (SF6)
- ✚ 03 transformadores de corriente, 450 kV BIL, 500-1000 /5/5/5 A, 30 VA-5P20, 30 VA-Cl.0.2.
- ✚ Los Transformadores de Corriente lado 60kV, son para montaje a la intemperie; siendo las características técnicas principales las siguientes:

Potencia y Clase Precisión

Medición : 30 VA, Cl 0,2

Protección : 30 VA, 5P20

- ✚ 01 Banco de Baterías
- ✚ Los bancos se utilizarán como dispositivos de almacenamiento de energía en caso de falla del circuito de alimentación primario de los servicios auxiliares (ciclos de trabajo intermitentes), tanto en las tensiones de 110 Vcc
- ✚ 01 tablero de protección y medición
- ✚ Son modulares, auto soportados, fabricadas con estructuras de plancha de fierro LAF de hasta 3mm, puertas de 2.5mm, techo y tapas de 2mm. Bajo pedido, El grado de

protección estándar es IP50 Todas las superficies metálicas son pintadas con dos capas de pintura de base anticorrosiva y dos capas de pintura de acabado color gris RAL7000 o el color especificado por el usuario

- ✚ El conexionado de cables está dividido de acuerdo con la función que cumplen, como por ejemplo circuitos de corriente de medición, circuitos de protección, circuitos de medición, circuitos de mando, circuitos de alarmas y señalización, Adicionalmente, todo el conexionado se realiza por el interior de canaletas ranuradas, utilizando cables de colores para diferenciación la función que cumplen. Todas las partes metálicas son conectadas a una barra de tierra firmemente emperrada a la estructura de la Celda.

✚ 01 Sistema de Puesta a tierra.

- ✚ Es una malla, conformado por conductor de Cobre desnudo, temple blando de 95 mm², instalado a una profundidad de 1.00 m. Los empalmes para la conformación de la malla y la conexión a la red de tierra superficial, se ejecutará con soldadura exotérmica.

2.9.5 Marco normativo

2.9.5.1 Normas generales

- ✚ Internacional electrotechnical commission (IEC)
- ✚ American national standards institute (ANSI)
- ✚ American standard testing materials (ASTM)
- ✚ Deutsche industrie normen (DIN)
- ✚ Verbau deusttsche electrotechniker (VDE)

Los siguientes criterios y normas técnicas han sido utilizados:

- ✚ Ley General de Electrificación Rural y su Reglamento
- ✚ Ley de Concesiones Eléctricas decreto Ley 25844
- ✚ Código Nacional de Electricidad, Suministro – 2001.
- ✚ Reglamento Nacional de Edificaciones
- ✚ American Concrete Institute - AIC
- ✚ Para el Diseño Electromecánico:
- ✚ RUS Bulletin 1724E-300 “Design Guide for Rural Substations”
- ✚ NESC C2-1997 “National Electrical Safety Code”
- ✚ IEEE80 – 2000 “Guide for Safety in AC Substations Grounding”
- ✚ IEC 71-1: 1993 “Coordinación de Aislamiento”

CAPÍTULO III

3 MÉTODOS

3.1 MÉTODOS

Se utilizará el diseño pre-experimental.

ENTRADA A1	PROCESO X	DATOS DE SALIDA A2
SITUACION DE VARIABLE INDEPEDIENTE	ESTIMULO	MEDICION DE VARIABLE DEPENDIENTE
Parámetros actuales Subestación Pucallpa y Subestación Industrial.	Optimización y diseño	Medición y pruebas de parámetros de ampliación de subestación Pucallpa y Subestación Industrial

Dónde:

A₁ : Parámetros actuales subestaciones Pucallpa y Subestación Industrial.

X : Optimización y diseño

A₂ : Medición y pruebas en la ampliación de subestaciones

3.2 POBLACIÓN Y MUESTRA

Población: Conformada por 02 subestaciones

- ✚ Subestación Parque industrial
- ✚ Subestación la SET Pucallpa.

Muestra: Única.

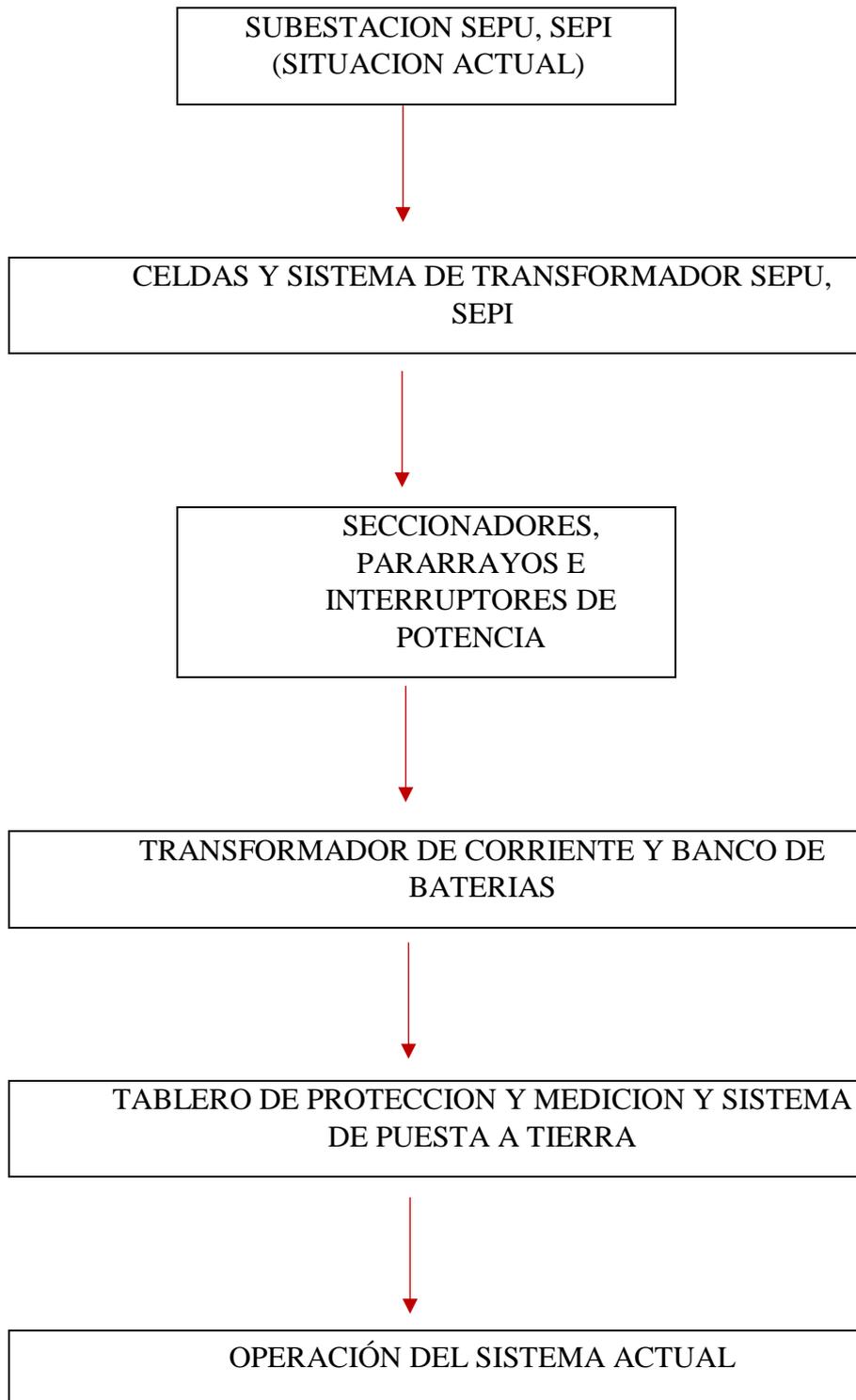
3.3 TÉCNICAS, INSTRUMENTOS

En este proyecto se caracteriza por ser de tipo pre experimental , proponiendo el cálculo y análisis de información para la recolección de datos que se obtengan de las muestra estudiadas (subestaciones SEPU-SEPI), asimismo se hará uso de fichas, material bibliográfico, catálogos de normas de diseño de equipos y componentes de subestaciones eléctricas NORMA IEC y NTP , para sustentar metodológicamente el procedimiento de cálculo además de evaluar y comparar los resultados obtenidos con las normas que rigen sus parámetros de operación normalizados y estandarizados.

Las técnicas empleadas serán:

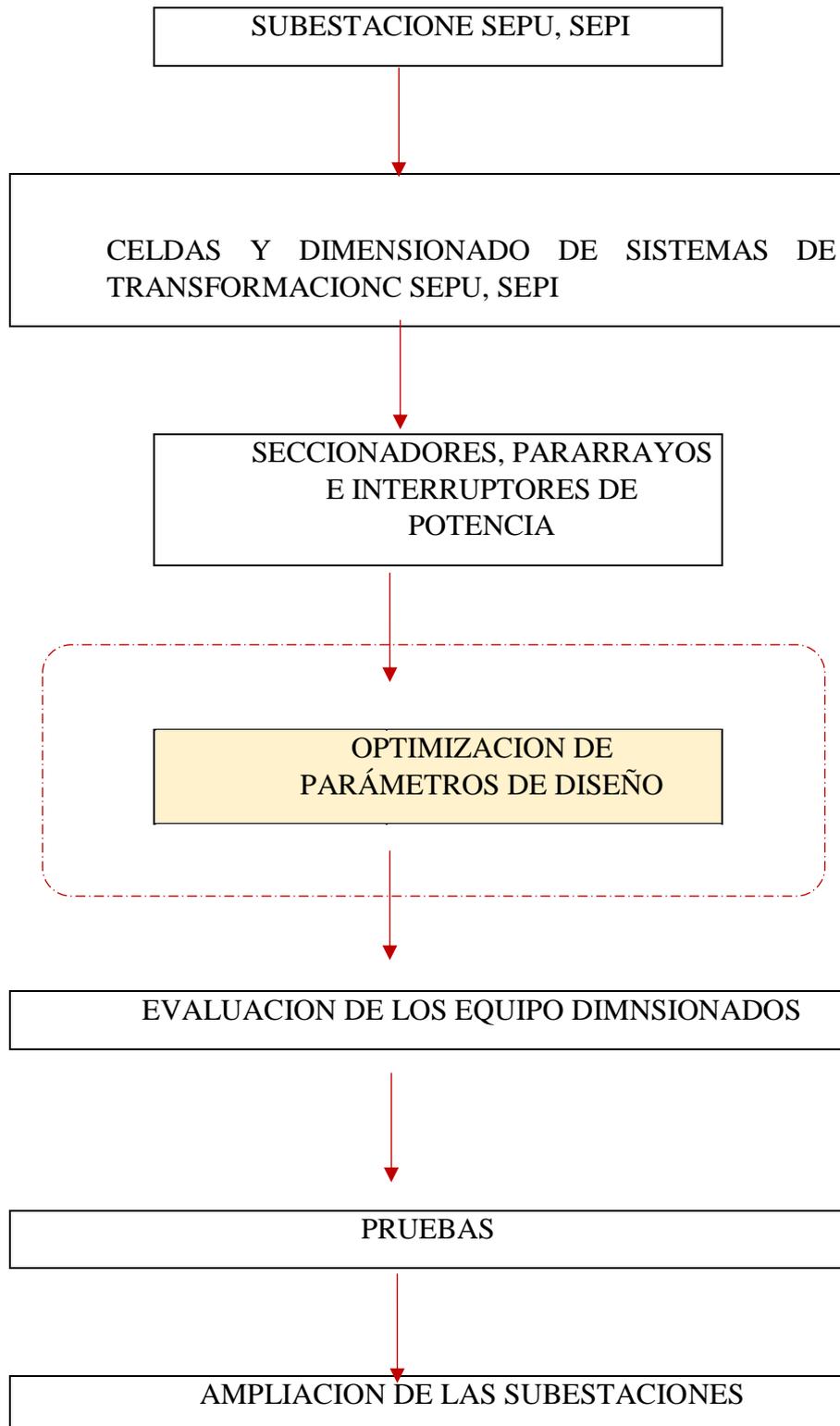
VARIABLE DE ESTUDIO	DIMENSION	PARAMETROS	INDICADORES
V.I OPTIMIZACION DE PARAMETROS DE DISEÑO	<ul style="list-style-type: none"> ○ N.T.P de diseño, metodología de evaluación de eficiencia para medición en subestación de transformación. 	<ul style="list-style-type: none"> ○ % de caída de tensión máxima. ○ Parámetros para Prueba en vacío y carga. ○ Nivel de aislamiento normado. ○ Parámetro de resistividad normado. ○ Distancia de seguridad fase-tierra, fase-fase normalizada. 	Relativos a parámetros de diseño
V.D AMPLIACION DE SUBESTACIONES	<ul style="list-style-type: none"> ○ teoría electromagnética y de diseño de subestaciones eléctricas de transformación. 	<ul style="list-style-type: none"> ○ Cálculo de caída de tensión ○ Relación de transformación de corriente. ○ Inductancia, reactancia e impedancia de circuitos primario y secundario. 	Relativos a la ampliación y medición de evaluación energética

3.4 Diagrama de flujo de las subestaciones Pucallapa y Parque Industrial (Situación Actual)



Fuente: Elaboración propia.

3.5 Diagrama de flujo de Subestación Parque Industrial –Situación Actual



Fuente: Elaboración propia

CAPÍTULO IV

4 RESULTADO Y DISCUSIONES

4.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

En el estudio de factibilidad, se realizó la proyección de la demanda para los sistemas eléctricos de Pucallpa, la cual se muestra en los siguientes cuadros.

4.1.1 Demanda de potencia y energía

Para la proyección de la demanda se tuvo en cuenta las cargas existentes, cargas proyectadas que se integrara al sistema eléctrico y los futuros proyectos de electrificación a realizarse en esta zona.

Tabla 01. Proyección de la demanda

Nº	AÑO	Max. Demanda real (KW)	Tasa de Crecimiento real	Tasa Promedio real	MD SEPI (MW)	MD SEYA (MW)	MD SEPU (MW)	fc (factor de carga)
1	1999	18,868		6.23%	4.93	3.18	10.75	-
2	2000	18,868	0.00%		4.93	3.18	10.75	-
3	2001	19,200	1.76%		5.02	3.23	10.94	-
4	2002	19,800	3.13%		5.18	3.34	11.29	-
5	2003	22,920	15.76%		5.99	3.86	13.06	0.58
6	2004	22,450	-2.05%		5.87	3.78	12.80	0.64
7	2005	25,526	13.70%		6.68	4.30	14.55	0.62
8	2006	26,781	4.92%		7.00	4.51	15.27	0.64
9	2007	29,618	10.59%		7.75	4.99	16.88	0.63
10	2008	33,589	13.41%		8.78	5.66	19.15	0.58
11	2009	33,963	1.11%		8.88	5.72	19.36	0.63
12	2010	36,080			9.44	6.08	20.57	0.64
13	2011	38,328			10.02	6.46	21.85	0.65
14	2012	40,717			10.65	6.86	23.21	0.66
15	2013	43,255			11.31	7.29	24.66	0.67
16	2014	45,951			12.02	7.74	26.19	0.68
17	2015	48,814			12.77	8.22	27.82	0.70
18	2016	51,857			13.56	8.74	29.56	0.71
19	2017	55,089			14.41	9.28	31.40	0.72
20	2018	58,522			15.31	9.86	33.36	0.73
21	2019	62,169			16.26	10.47	35.44	0.75
22	2020	66,044			17.27	11.13	37.64	0.76
23	2021	70,160			18.35	11.82	39.99	0.77
24	2022	74,533			19.49	12.56	42.48	0.79
25	2023	79,178			20.71	13.34	45.13	0.80
26	2024	84,112			22.00	14.17	47.94	0.81
27	2025	89,355			23.37	15.05	50.93	0.83
28	2026	94,923			24.83	15.99	54.11	0.84
29	2027	100,839			26.37	16.99	57.48	0.86
30	2028	107,124			28.02	18.05	61.06	0.87
31	2029	113,801			29.76	19.17	64.87	0.89
32	2030	120,893		31.62	20.37	68.91	0.90	

Fuente. Elaboración propia

Para determinación de la carga reactiva de la Subestación de Pucallpa se ha considerado un factor de potencia de 0,95. La proyección de la carga reactiva se determinó manteniendo el factor de potencia constante para todo el periodo del estudio (2010-2029).

La proyección de la demanda, ha tenido en cuenta las siguientes consideraciones:

4.1.2 Sectores domésticos

Los datos iniciales de demanda son registros de medición en los circuitos de media tensión habiéndose proyectado con las tasas de crecimiento del 2% para localidades rurales y 2.3% para las capitales provinciales, tasas que fueron utilizadas para el cálculo de los peajes de subtransmisión por el Osinerming-Gart.

4.1.3 Ampliación de la SERs

Se ha considerado la incorporación de nuevos SERs., los cuales se encuentran en el plan de electrificación rural de la DEP/MEM.

Las demandas iniciales de estas cargas fueron establecidas en coordinación con los representantes de ELECTROUCAYALI en la etapa de pre Inversión.

4.2 CALCULO DEL NIVEL DE AISLAMIENTO

4.2.1 Aislamiento

Para la selección de los aisladores de polimérico se tomará en cuenta el artículo 273 del Código Nacional de Electricidad Suministro 2001, la tensión disruptiva en seco nominal del aislador, cuando sea sometido a pruebas de acuerdo con la norma ANSI C29.1, no deberá ser menor a los valores que se consignan en la tabla que se muestra a continuación:

TABLA 02. Niveles de tensiones nominal y disruptivas

TENSION NOMINAL (ENTRE FASE)	TENSION DISRUPTIVA EN SECO NOMINAL DE LOS AISLADORES
kV	kV
60	175

Fuente. Elaboración propia

TABLA 03. Datos de condiciones atmosféricas de las subestaciones.

CARACTERISTICAS	SEPI	SEPU
Altura de la real(msnm)	150	150
Altura de diseño (msnm)	1000	1000
Temperatura maxima (°C)	33	33
Temperatura promedio (°C)	26.5	26.5
Temperatura minima (°C)	21.5	21.5
Humedad relativa (%)	80	80

Fuente. Elaboración propia

Para el diseño, la tensión disruptiva en seco del aislador será multiplicada por el factor de corrección ($F_a = 1,325$) de acuerdo a tablas tenemos:

Tabla 04. Valore de tensiones

TENSION NOMINAL (ENTRE FASE)	TENSION DISRUPTIVA EN SECO NOMINAL DE LOS AISLADORES CORREGIDO A 1000 msnm
kV	kV
60	175

Fuente. Elaboración propia

4.3 CÁLCULO DE LA LONGITUD DE LINEA DE FUGA

Los valores recomendados según la Norma IEC 815 “GUIDE FOR THE SELECTION OF INSULATORS IN RESPECT OF POLLUTED CONDITIONS”, se muestran a continuación.

Tabla 05. Registro de categoría de contaminación por tipo

Tipo de contaminación	Longitud especifica cm/kV	CLASE TIPO
Liviana	1.6	I
Media	2.0	II
Pesada	2.5	III
Muy pesado	3.1	IV

Se seleccionará el valor 2,0 cm/kV, según lo indicado por ELECTROUCAYALI. Entonces la longitud de fuga total será:

$$L = U_{\text{fase}} * L_e$$

Donde:

L : Longitud de fuga total, mm.

U_{fase} : Tensión máxima entre fases en kV.

L_e : Longitud específica, según tabla.

Aplicando las relaciones indicadas obtenemos la longitud de fuga mínima requerida, para el aislamiento externo.

Tabla 06. Parámetros de tensiones y distancias

Tensión de operación nominal (kV)	60
Tensión de operación máxima(kV)	72.5
Distancia de fuga específica	1450
Factor de corrupción (kV)	1.325
Distancia de fuga total corregida(mm)	1921.25
Longitud de fuga del aislador(mm)	1160

Fuente. Elaboración propia

4.4 AISLAMIENTO POR SOBRETENSION EXTERIORES

Para la selección de los parámetros básicos de aislamientos, consideramos las tablas resumen del Cálculo de Coordinación de Aislamiento, las cuales muestran, las tensiones soportadas mínimas especificadas “ $U_{rw}(s)$ ”, obtenidas de los estudios del sistema Pucallpa. Estos parámetros son los mínimos a aplicar en los ensayos para verificar la tensión soportada a frecuencia industrial de corta duración a impulso maniobra y a impulso tipo rayo. Nivel de tensión 60 kV

Tabla 07. Especificaciones para aislamientos

Valores de U_{rw} -Tensión a frecuencia industrial en kV -Tensión a impulso tipo rayo y por maniobra en kV		Aislamiento Externo				Aislamiento Interno	
		Equipos en entrada de línea		Otros equipos			
		$U_{rw(s)}$	$U_{rw(c)}$	$U_{rw(s)}$	$U_{rw(c)}$	$U_{rw(s)}$	$U_{rw(c)}$
Corta duración a frecuencia industrial	Fase-tierra	61	92	61	83	59	58
	Fase-fase	90	170	90	128	87	89
Impulso tipo maniobra	Fase-tierra	149	-	135	-	58	-
	Fase-fase	274	-	207	-	89	-
Impulso tipo rayo	Fase-tierra	248	194	248	176	183	128
	Fase-fase	248	296	248	222	183	195

Fuente. Elaboración propia.

Para la elección de las tensiones normalizadas para ensayos a frecuencia industrial y a impulso tipo rayo deben de elegirse tomando en cuenta los resultados indicados en negrita. Normalmente, los valores de las tensiones especificadas se eligen de forma que corresponde a un nivel de aislamiento normalizado definido en él, Niveles de Aislamiento Normalizado para la gama I ($1 \text{ kV} < U_m < 245 \text{ kV}$), “INSULATION COORDINATION IEC 60071-I: 1996”.

Los valores normalizados que serán los utilizados para el sistema Parque Industrial-Pucallpa se presentan en la Tabla, y como se puede apreciar estos valores exceden a los mínimos requerido señalados en las Tablas.

Tabla 08. Valor eficaz para tensiones normalizadas

Tensión más elevada para el Material U_m . kV (Valor eficaz)	Tensión soportada normalizada de corta duración a frecuencia industrial. kV (valor eficaz)	Tensión soportada normalizada a los impulsos tipo rayo. kV (valor eficaz)
72.5	140	325

Fuente. Elaboración propia

Los niveles básicos de aislamiento, presentados en la Tabla, solo son efectivos hasta una altitud de 1 000 m.s.n.m. puesto que las subestaciones que están ubicadas por debajo los 1 000 m.s.n.m. no se corrigen.

4.5 DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD

4.5.1 Distancias mínimas de seguridad para 60 kV

Se refiere a las distancias mínimas en el aire que se deben de mantener para garantizar el adecuado nivel de aislamiento, de igual forma las distancias de seguridad necesarias para conservar la integridad del personal durante el mantenimiento de las subestaciones.

Tablas 09. Valores de las separaciones mínimas en aire de fase a tierra y fase a fase

Tensión Nominal U_n (kV)	Tensión Máxima (kV)	Distancia mínima de fase-tierra a 1 000 m.s.n.m. o menos (mm)	Distancia mínima de fase-fase a 1 000 m.s.n.m. o menos (mm)
23,0	24,0	220	381,1
34,5	36,0	320	554,3
69,0	72,5	630	1091,2
115,0	123	900	1558,8

Elaboración propia

Conforme a lo indicado por ELECTROUCAYALI respecto a las distancias mínimas y distancias mínimas de seguridad, tenemos a continuación lo siguiente.

4.5.2 Distancias mínimas entre fase –tierra y distancia mínima entre fases

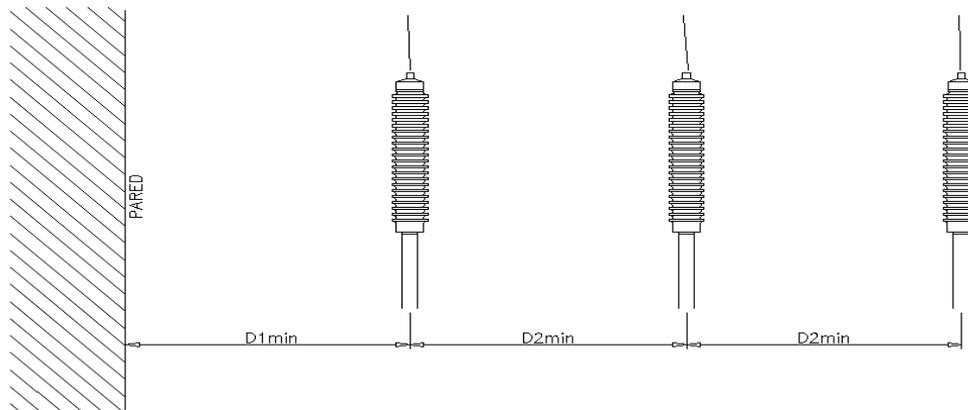


Figura 01. Distancia entre aisladores

Fuente. Harper, G. E. (2002).

D_{1min} = Distancia mínima entre fase-tierra, según Tabla.

D_{2min} = Distancia mínima entre fases, según Tabla.

4.5.3 Distancia entre fases de campos adyacentes en barras flexibles.

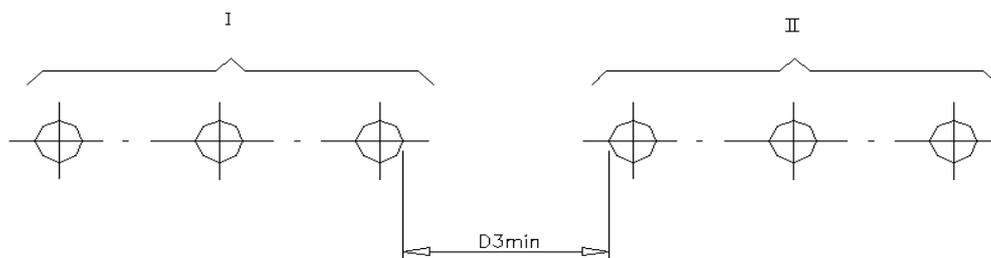


Figura 02. Distancia entre fases de campos adyacentes en barras flexibles

Fuente. Harper, G. E. (2002).

D_3 : Distancia entre fases de campos adyacentes en barras flexibles.

$$D_3 \text{ min} = 1,90 * D_1 \text{ min}$$

Donde:

$D_1 \text{ min}$: Distancia minima de seguridad fase – tierra, mm.

4.5.4 Distancia de trabajo horizontal y distancia de trabajo vertical

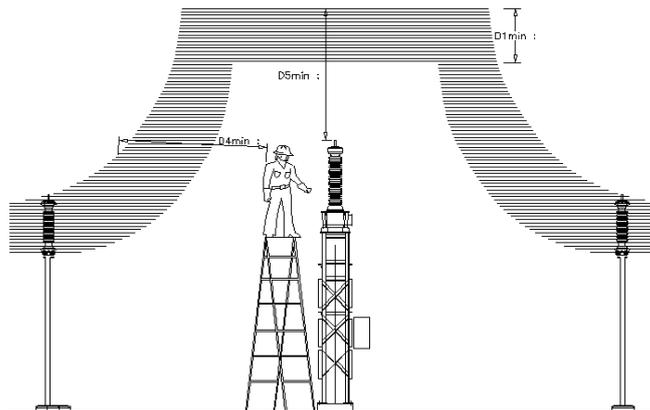


Figura 03. Distancia de trabajo horizontal y vertical

Fuente. Harper, G. E. (2002).

D_{4min} : Distancia de trabajo horizontal.

D_{5min} : Distancia de trabajo vertical

Para el cálculo se utilizará la siguiente relación:

$$D_{4min}: 1750 + D_{1min}$$

$$D_{5min}: 2500 + D_{1min}$$

Donde:

D_{1min} : Distancia mínima de seguridad fase –tierra, mm

Según el Comité de estudios N° 23 IEC “Comisión Nacional de Electrotecnia”, recomienda considerar las dimensiones que se indican y que son aplicadas, tanto para operadores como para maniobras en las subestaciones.

⚡	Operador ambos brazos extendidos (horizontal)	1,75 m
⚡	Operador ambos brazos extendidos (vertical)	2,25 m
⚡	Altura del operador	1,75 mm
⚡	Altura de trabajo	1,25 mm

4.5.5 Altura mínima de parte con tensión y distancia mínima de la porcelana a tierra

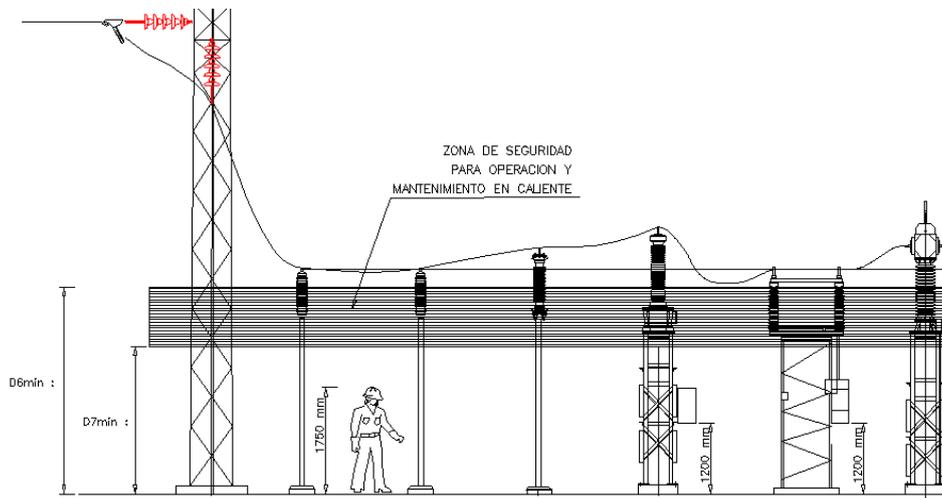


Figura 04. Altura mínima de parte con tensión y distancia mínima de la porcelana a tierra.

Fuente. Harper, G. E. (2002).

D_6 min: Altura mínima de parte con tensión

D_7 min: Distancia mínima de la porcelana a tierra.

El Comité de estudios N° 23 IEC, recomienda considerar como altura mínima de partes de tensión ≥ 3000 mm y para la distancia mínima ≥ 2250 mm.

4.5.6 Altura del cerco y distancia de partes con tensión al cerco

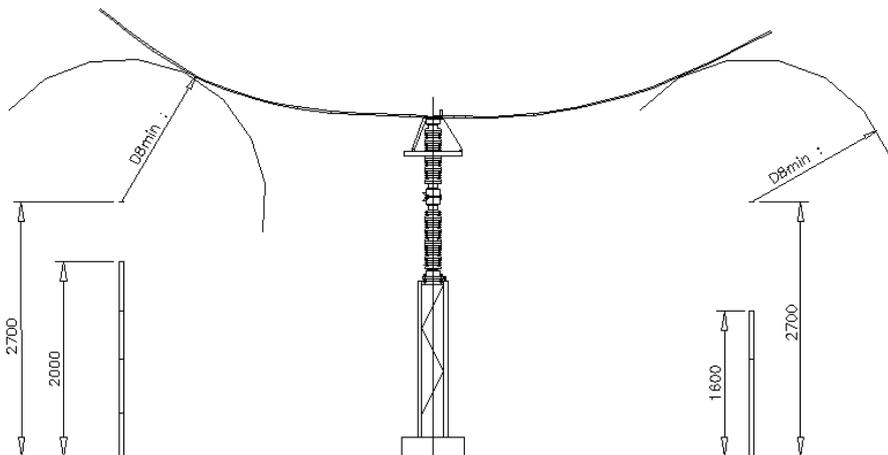


Figura 05. Altura del cerco y distancia de partes con tensión al cerco.

Fuente. Harper, G. E. (2002).

D_8 min: Distancia de partes con tensión al cerco.

La distancia de partes con tensión al cerco deberá ser mayor o igual a la distancia mínima entre fase-tierra más 900 mm.

4.5.7 Distancia mínima al piso sobre caminos para pasaje de aparatos.

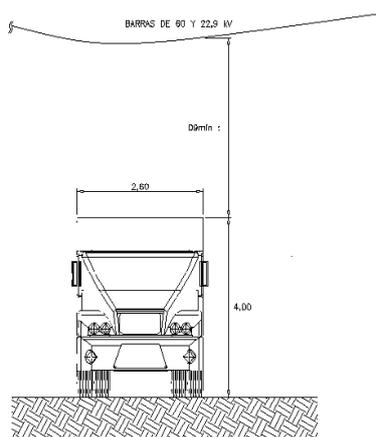


Figura 06. Distancia mínima al piso sobre caminos para pasaje de aparatos

Fuente. Harper, G. E. (2002)

$D_{8\text{min}}$: Distancia mínima al piso sobre caminos para pasaje de aparatos.

4.5.8 Distancia entre ejes equipos

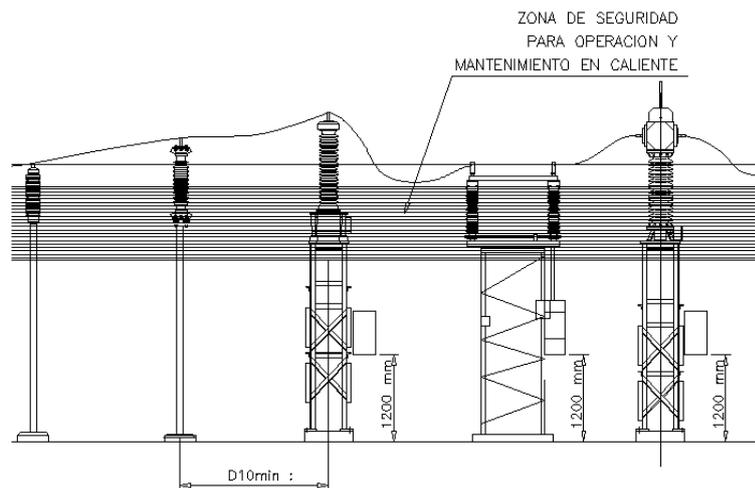


Figura 07. Distancia entre ejes de equipos

Fuente. Harper, G. E. (2002)

$D_{10\text{min}}$: Distancia entre ejes de equipos

El Comité de estudios N° 23 IEC, recomienda considerar:

$$D_{10\text{min}}: D_{2\text{min}} + 60$$

De acuerdo a lo anterior señalado y a los cálculos respectivos, las distancias mínimas necesarias para garantizar un adecuado nivel de aislamiento se muestran en la tabla.

Tabla 10. Distancias mínimas para una altitud

DISTANCIAS MÍNIMAS PARA UNA ALTITUD		
Tensión nominal de la red	kV	60
Distancia mínima entre fase y tierra	mm	630
Distancia mínima entre fases	mm	1091
Distancia entre fases de campos adyacentes en barras flexibles.	mm	1197
Distancia de trabajo horizontal	mm	2380
Distancia de trabajo vertical	mm	3130
Altura mínima de parte con tensión	mm	3647
Distancia mínima de la porcelana a tierra	mm	3039
Altura del cerco	mm	3282
Distancia de partes con tensión al cerco	mm	4255
Pasillo para pasaje del personal	mm	3039
Distancia mínima al piso sobre caminos para pasaje de aparatos	mm	3647
Distancia entre ejes de equipos	mm	1459

Fuente. Elaboración propia

4.6 CALCULO DEL APANTALLAMIENTO CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

4.6.1 Datos de las subestaciones y criterios de diseño

La Tabla muestra las alturas de instalación de las barras, y de los cables de guarda por subestación.

Tabla 11. Parámetros para altura de instalaciones

SUBESTACIÓN	h [m]	hc
Subestación lado 60 kV	8,50	10,00

Fuente. Elaboración propia

Donde:

$h =$ Altura de instalación de los conductores, m.

$h_c =$ Altura de instalación del cable de guarda, m.

Delas dimensiones de los patios de llaves, en seguida se pasa a desarrollar los parámetros respectivos del apantallamiento contra descargas atmosféricas. Como criterio básico de diseño consideramos un 1% de exposición con ángulos de protección de $\alpha = 45^\circ$ entre cables de guarda y de $\beta = 30^\circ$ en la periferia del patio de llaves de la subestación y por encima de lo equipos e instalaciones, como se muestra en el gráfico.

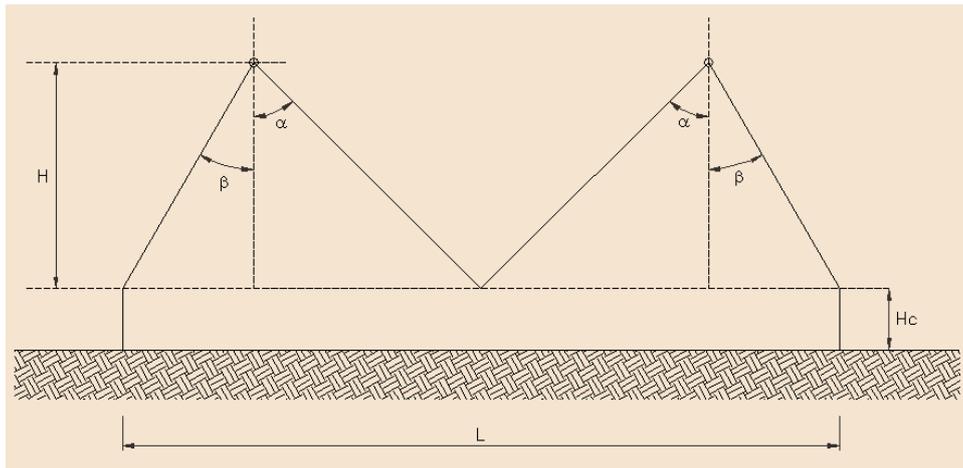


Figura 08. Esquema de apantallamientos contra descargas

Fuente. Harper, G. E. (2002)

4.7 DISEÑO DEL APANTALLAMIENTO

4.7.1 Altura mínima del cable de guarda

Un mecanismo empleado frecuentemente para calcular la altura mínima del cable de guarda, a fin de asegurar una protección de los equipos, se basa en la ecuación siguiente:

$$R^2 = H^2 + a^2 \quad \text{y} \quad R = 2H - h$$

Reemplazando y agrupando las ecuaciones tenemos:

$$3H^2 - 4H * h + (h^2 - a^2) = 0$$

El cual cumple a la forma de una ecuación cuadrática:

$$ax^2 + bx + c = 0$$

$$x = \frac{-b \pm \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a}$$

de la ecuación cuadrática inicial tenemos.

$$H = \frac{4h + \sqrt{16h^2 - 12(h^2 - a^2)}}{6}$$

Donde:

H: Altura mínima del cable de guarda, m.

h: Altura de los conductores o equipo a protegerse, m.

El siguiente gráfico nos proporciona un mejor panorama de la formulación anteriormente señalada

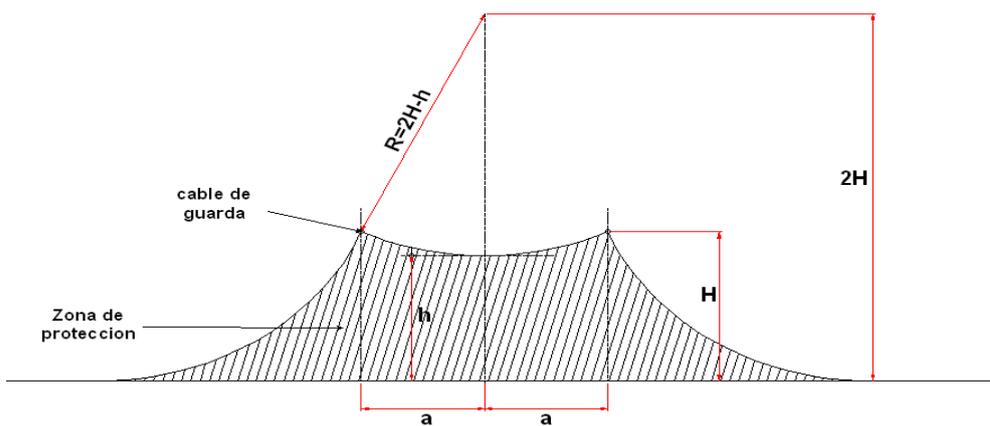


Figura 09. Altura mínima de cable de guarda

Fuente. Harper, G. E. (2002)

Considerando las características de los patios de llaves de las subestaciones Parque Industrial y Pucallpa tenemos los datos resultantes.

Tabla 12. Características de las subestaciones

Subestación	h (m)	a (m)	H (m)	Hproy
Parque Industrial	8,350	4.90	9.0	8,50
Pucallpa	8,350	4.90	9.08	8,50

Fuente. Elaboración propia

Se tiene que las alturas de montajes (Hproy) de los cables de guarda en las subestaciones, sobrepasan a las alturas mínimas exigidas.

4.7.2 Sección del radio del área protegida

Para determinar el radio del área protegida emplearemos el método electrogeométrico el cual considera los valores del nivel básico de aislamiento (NBI) del equipo a proteger contra descargas, para un valor de corriente del rayo.

La relación entre la corriente del rayo y el NBI del equipo se relaciona de la forma siguiente:

$$I_c = \frac{2 * NBI}{Z}$$

Donde:

I_c : Corriente crítica del rayo, kA

Z: Impedancia característica de la línea, ohms

NBI: Nivel básico de aislamiento, kV

Así mismo el radio crítico de flameo (rsc) y la corriente crítica del rayo (I_c) están relacionadas por la siguiente ecuación:

$$rsc = 8,5(I_c)^{\frac{2}{3}}$$

Donde:

rsc: Radio crítico de flameo, m.

además:

$$I_{co} = 1,1 * I_c$$

Para hallar dato de la impedancia característica de línea emplearemos la siguiente ecuación.

$$Z = 60 * \ln * \left(\frac{2 * H_{av}}{d} \right)$$

Donde:

Hav: Altura del conductor por fase, m.

d: Diámetro del conductor, m.

Bajo las premisas señaladas procedemos al cálculo de la zona de protección proporcionada por el cable de guarda horizontal soportada por pórticos como.

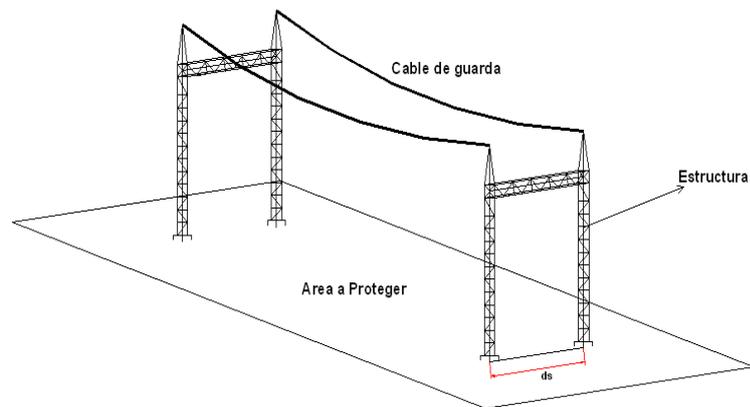


Figura 10. Perfil del área de protección del conductor eléctrico de guarda

Fuente. Harper, G. E. (2002)

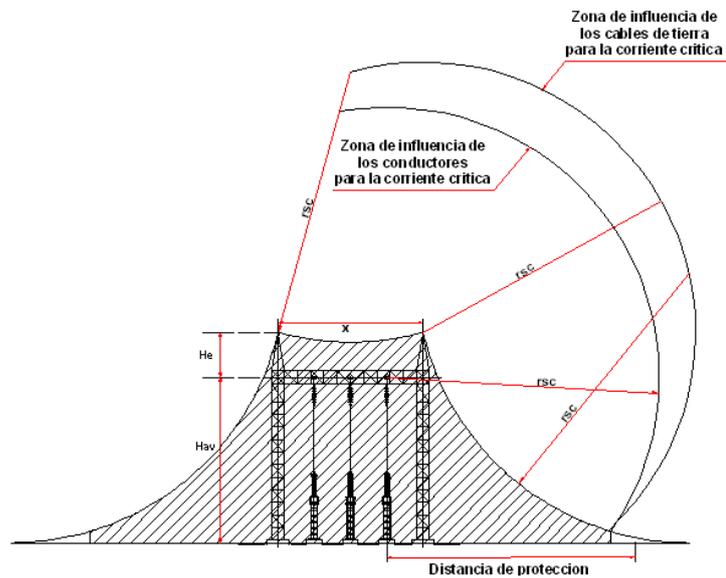


Figura 11. Perfil de planta del área de protección del conductor eléctrico de guarda

Fuente. Harper, G. E. (2002)

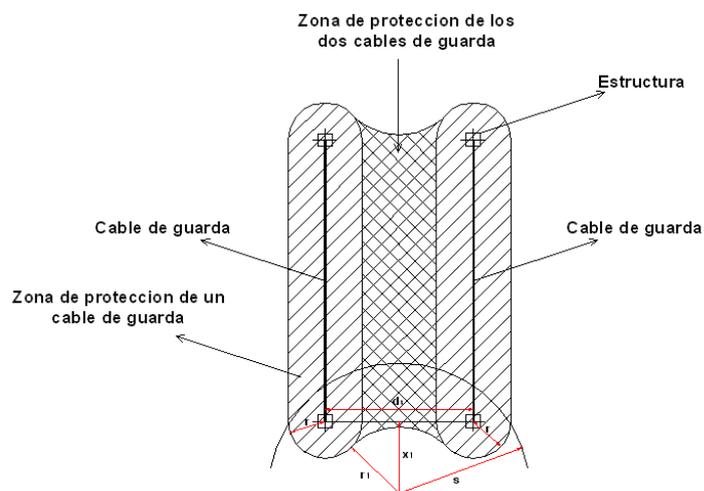


Figura 12. Vista frontal

Fuente. Harper, G. E. (2002)

En la región se puede ver una franja con doble sombreado, esta corresponde a una zona de protección adicional entre los cables de guarda, y se puede estimar de la forma siguiente.

$$x_1 = \left[(r_{sc})^2 - \left(\frac{x}{2} \right)^2 - (r_{sc} - h_w)^2 \right]^{\frac{1}{2}}$$

Donde:

ds: Distancia entre dos estructuras, m.

hw: altura del cable de guarda en el punto medio del claro ente los pórticos.

Asimismo, la curvatura del área protegida(r_1) está dado por la siguiente ecuación.

$$r_1 = [(rsc)^2 - (rsc - he)^2]^{\frac{1}{2}}$$

Donde:

he: Altura del equipo protegido, m.

Considerando las características de los patios de llaves de las subestaciones Parque Industrial y Pucallpa, reemplazando en las ecuaciones anteriores tenemos el siguiente resumen de resultados.

Tabla 13. Parámetros de diseño de subestación

Subestación	NBI (KV)	Z (Ω)	Hav (m)	d (m)	A (m ²)	rsc (m)	Ico (kA)	Hm (m)	x (m)	x1 (m)	r1 (m)
60kv	325	255.61	8.35	0.02	240	16.87	2.8	0.41	7	14.15	10.20

Fuente. Elaboración propia

4.8 CALCULO DE LOS PARARRAYOS

Listar los procedimientos de cálculo para hallar el valor de los parámetros requeridos con el fin de seleccionar óptimamente los pararrayos, a consideración del sistema con neutro efectivamente puesto a tierra para los niveles de tensión 60kV.

4.8.1 Máxima tensión de operación continua (MCOV o Uc)

Tensión máxima de operación continua, es la tensión máxima que puede aparecer en operación continua en los terminales del pararrayos.

El voltaje máximo de operación continua viene fijado por:

$$U_c \text{ o MCOV} \geq km * \frac{U_m}{\sqrt{3}}$$

Donde:

Um: Tensión máxima de servicio entre fases

Debe verificarse según corresponda lo siguiente:

U_c calculado < U_c catalogo

según IEC

Tabla 14. Características de protección garantizada (pararrayos clase 3 TRIDELTA)

type / Typ	rated voltage / Bemessungs- spannung in acc. to IEC 99-4 U_T kV	continuous operating voltage / Dauerspannung in acc. to IEC 99-4 U_C kV	temporary overvoltage TOV ⁿ⁾ / zeitweilige Span- nungsüberhöhung ⁿ⁾		residual voltage at steep and lightning impulse current / Restspannung bei Steil- und Blitzstoßstrom					residual voltage at switching impulse current / Restspannung bei Schaltstoßstrom			
			1 sec	10 sec	10 kA (1/2 µs)	5 kA (9/20 µs)	10 kA (8/20 µs)	20 kA (8/20 µs)	40 kA (8/20 µs)	250 A (30/70µ)	500 A (30/70µ)	1000 A (30/70µ)	2000 A (30/70µ)
			U_{1s} kV	U_{10s} kV	\hat{u}_{rs} kV	\hat{u}_{rs} kV	\hat{u}_{rs} kV	\hat{u}_{rs} kV	\hat{u}_{rs} kV	\hat{u}_{rsch} kV	\hat{u}_{rsch} kV	\hat{u}_{rsch} kV	\hat{u}_{rsch} kV
SB 6/10.3-I	6	4,8	6,0	6,5	15,7	13,7	14,4	15,7	16,7	11,5	11,9	12,2	12,6
SB 12/10.3-I	12	9,6	13,8	13,0	31,4	27,4	28,8	31,4	33,4	23,0	23,7	24,5	25,3
SB 18/10.3-I	18	14,4	20,7	19,4	47,1	41,0	43,2	47,1	50,1	34,8	35,8	36,7	37,9
SB 30/10.3-I	30	24,0	34,5	32,4	78,5	68,4	72,0	78,5	83,5	57,8	59,4	61,2	63,1
SB 48/10.3-I	48	38,4	55,2	51,8	125,4	109,3	115,0	125,4	133,4	92,0	94,8	97,8	100,9
SB 60/10.3-I	60	48	69	65	157	137	144	157	167	115	119	122	126
SB 72/10.3-I	72	58	83	78	189	164	173	189	201	138	143	147	152
SB 75/10.3-I	75	60	86	81	196	171	180	196	209	144	148	153	158
SB 78/10.3-I	78	62	90	84	204	178	187	204	217	150	154	159	164
SB 81/10.3-I	81	65	93	87	211	184	194	211	225	155	160	165	170
SB 84/10.3-I	84	67	97	91	220	192	202	220	234	162	167	172	177
SB 90/10.3-I	90	72	104	97	235	205	216	235	251	173	178	184	189
SB 96/10.3-I	96	77	110	104	251	219	230	251	267	184	190	196	202
SB 102/10.3-I	102	82	117	110	267	233	246	267	284	196	202	208	215
SB 108/10.3-I	108	86	124	117	282	246	259	282	300	207	214	220	227
SB 114/10.3-I	114	91	131	123	299	260	274	299	318	219	226	233	240
SB 120/10.3-I	120	96	138	130	314	274	288	314	334	230	237	245	253
SB 123/10.3-I	123	98	141	133	322	280	295	322	342	236	243	251	259
SB 132/10.3-I	132	108	152	143	346	301	317	346	368	254	261	269	278
SB 138/10.3-I	138	110	159	149	361	314	331	361	384	265	273	281	290
SB 144/10.3-I	144	115	166	156	377	329	346	377	401	277	285	294	303
SB 150/10.3-I	150	123	173	162	400	349	367	400	426	294	303	312	322
SB 168/10.3-I	168	134	193	181	439	383	403	439	467	322	332	343	353
SB 186/10.3-I	186	149	214	201	486	424	446	486	517	357	368	379	391
SB 192/10.3-I	192	154	221	207	502	438	461	502	535	369	380	392	404
SB 198/10.3-I	198	158	228	214	518	451	475	518	551	380	392	404	417
SB 210/10.3-I	210	168	242	227	549	479	504	549	585	403	416	428	442
SB 214/10.3-I	214	171	246	231	560	488	514	560	596	411	424	437	451
SB 228/10.3-I	228	182	262	246	596	520	547	596	635	438	451	465	480
SB 240/10.3-I	240	192	276	259	628	547	576	628	668	461	475	490	505

Fuente. Manual Técnico de sistemas de protección.

Tabla 15. Características de protección garantizada (pararrayos clase 2 Tridelta)

type / Tipo	rated voltage/ Tensión asignada Ur kV	continuous operating voltage/ Tensión de operación continua Uc kV	temporary overvoltage TOV ¹⁾ / Sobretensión temporal ¹⁾		residual voltage at steep, lightning and switching impulse current / Tensión residual con impulso de corriente de frente escarpado e impulso tipo rayo									
			U _{1s} kV	U _{10s} kV	10 kA (1/2 μs)	5 kA (8/20 μs)	10 kA (8/20 μs)	20 kA (8/20 μs)	40 kA (8/20 μs)	250 A (30/70 μs)	500 A (30/70 μs)	1000 A (30/70 μs)	2000 A (30/70 μs)	
					kV	kV	kV	kV	kV	kV	kV	kV	kV	kV
SBK.... 6/10.2	6	4,8	6,9	6,5	17,6	15,0	16,0	17,6	20,2	12,5	12,9	13,5	14,1	
SBK.... 9/10.2	9	7,2	10,4	9,8	26,3	22,5	23,9	26,3	30,1	18,7	19,3	20,1	21,1	
SBK.... 12/10.2	12	9,6	13,8	13,1	35,1	30,0	31,9	35,1	40,2	24,9	25,8	26,9	28,1	
SBK.... 15/10.2	15	12,0	17,3	16,4	43,9	37,5	39,9	43,9	50,3	31,2	32,2	33,6	35,2	
SBK.... 18/10.2	18	14,4	20,7	19,6	52,7	45,0	47,9	52,7	60,4	37,4	38,7	40,3	42,2	
SBK.... 21/10.2	21	16,8	24,2	22,9	61,5	52,5	55,9	61,5	70,4	43,7	45,2	47,1	49,3	
SBK.... 24/10.2	24	19,2	27,6	26,2	70,2	60,0	63,8	70,2	80,4	49,8	51,6	53,7	56,3	
SBK.... 27/10.2	27	21,6	31,1	29,4	79,0	67,5	71,8	79,0	90,5	56,1	58,0	60,5	63,3	
SBK.... 30/10.2	30	24,0	34,5	32,7	87,8	75,0	79,8	87,8	100,5	62,3	64,5	67,2	70,4	
SBK.... 33/10.2	33	26,4	38,0	36,0	96,6	82,5	87,8	96,6	110,6	68,6	70,9	73,9	77,5	
SBK.... 36/10.2	36	28,8	41,4	39,2	105,4	90,1	95,8	105,4	120,7	74,8	77,4	80,7	84,5	
SBK.... 39/10.2	39	31,2	44,9	42,5	114,1	97,5	103,7	114,1	130,7	81,0	83,8	87,3	91,5	
SBK.... 42/10.2	42	33,6	48,3	45,8	122,9	105,0	111,7	122,9	140,7	87,2	90,3	94,1	98,5	
SBK.... 48/10.2	48	38,4	55,2	52,3	140,5	120,0	127,7	140,5	160,9	99,7	103,2	107,5	112,6	
SBK.... 51/10.2	51	41	59	56	150	128	136	150	171	106	110	115	120	
SBK.... 54/10.2	54	43	62	59	158	135	144	158	181	112	116	121	127	
SBK.... 60/10.2	60	48	69	65	176	150	160	176	202	125	129	135	141	
SBK.... 63/10.2	63	50	72	69	185	158	168	185	212	131	136	141	148	
SBK.... 66/10.2	66	53	76	72	194	165	176	194	222	137	142	148	155	
SBK.... 72/10.2	72	58	83	78	211	180	192	211	242	150	155	162	169	
SBK.... 75/10.2	75	60	86	82	220	188	200	220	252	156	162	168	176	
SBK.... 78/10.2	78	62	90	85	228	195	207	228	261	162	167	174	183	
SBK.... 84/10.2	84	67	97	92	245	210	223	245	281	174	180	188	197	
SBK.... 90/10.2	90	72	104	98	263	225	239	263	301	187	193	201	211	
SBK.... 96/10.2	96	77	110	105	281	240	255	281	321	199	206	215	225	
SBK.... 99/10.2	99	79	114	108	289	247	263	289	331	205	213	221	232	
SBK.... 102/10.2	102	82	117	111	298	255	271	298	341	212	219	228	239	
SBK.... 108/10.2	108	86	124	118	316	270	287	316	362	224	232	242	253	
SBK.... 120/10.2	120	96	138	131	351	300	319	351	402	249	258	269	281	

Fuente. Elaboración propia

En lo seguido, se continua a calcular la Tensión de Operación Continua, para los dos niveles de tensión estimados en el diseño.

Tabla 16. Características de sistema de puesta a tierra

Um (kV)	Sistema	Uc calculado (kV)
60	Neutro Efectivamente puesto a tierra	48

4.8.2 SOBRETENSION TEMPORAL (TOV)

Las sobretensiones temporales a la frecuencia industrial se caracterizan por ser variables y de considerable larga duración, no amortiguadas o débilmente amortiguadas. Se originan por fallas de fase a tierra, rechazo de carga, ferresonancia, efecto Ferranti, etc. Asimismo, este parámetro permite establecer el nivel máximo de la sobretensión temporal que podría soportar el pararrayos durante algunos instantes previos a la aclaración de la falla.

$$TOV \geq ke * \frac{U_m}{\sqrt{3}}$$

Ke: Factor de conexión a tierra

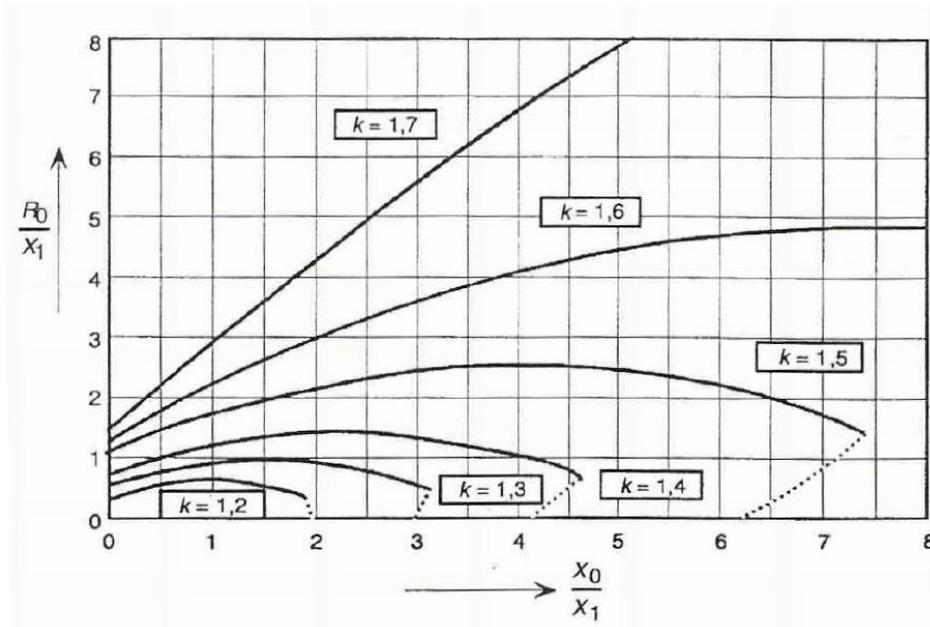
Ke: 1,4 para sistema con neutro aterrado

Ke: 1,4 para sistema con neutro aislado

A continuación, se muestran las impedancias de secuencia homopolar y directa, considerando el tipo de falla Fase-Tierra, calculadas en las barras de 60 kV de las subestaciones Pucallpa y parque industrial, empleando el diagrama siguiente se determina el valor de k.

Sub estación	secuencia	Z	Angulo	R	jX	Xo/X1	Ro/X1
Sub.Est.Pucall	0	5.344	46.22	4.048	12.357	0.889	0.2912
	1	14.221	77.79	3.008	13.899		
Sub.Est.Parq.In	0	41.68	61.03	10.172	23.477	0.918	0.398
	1	27.053	70.80	8.898	25.548		

Gráfico: Relación entre Ro/X1 y Xo/X1, para valores constantes del factor de defecto a tierra k cuando R=0



A continuación, se procederá a calcular la sobretensión temporal

Tabla 17. Cálculo de sobretensión temporal

Um (kV)	Sistema	ke	$\frac{Um}{\sqrt{3}}$	TOV calculado Falla Tierra (kV)
60,00	Neutro Efectivamente puesto a tierra	1,4	34.64	48.5

Fuente: Elaboración propia

4.8.3 Cálculo de la tensión nominal del pararrayos (Ur)

Determinar el mayor valor eficaz permitido para la tensión a frecuencia industrial para el cual el pararrayos ha sido dimensionado, a fin de funcionar correctamente en condiciones de sobretensión temporal.

La tensión nominal del pararrayos, Ur, es el mayor valor entre Ur1 y Ur2.

- a) Utilizando la Tensión de Operación Continua (Uc)

$$U_{r1} = \frac{1}{k_o} * U_c$$

Donde:

U_{r1}: Tensión nominal del pararrayos.

Ko: 0.8 , factor de diseño del pararrayos proporcionado por el fabricante.

- b) Utilizando la sobretensión temporal (TOV)

$$U_{r2} = \frac{1}{k_t} * TOV$$

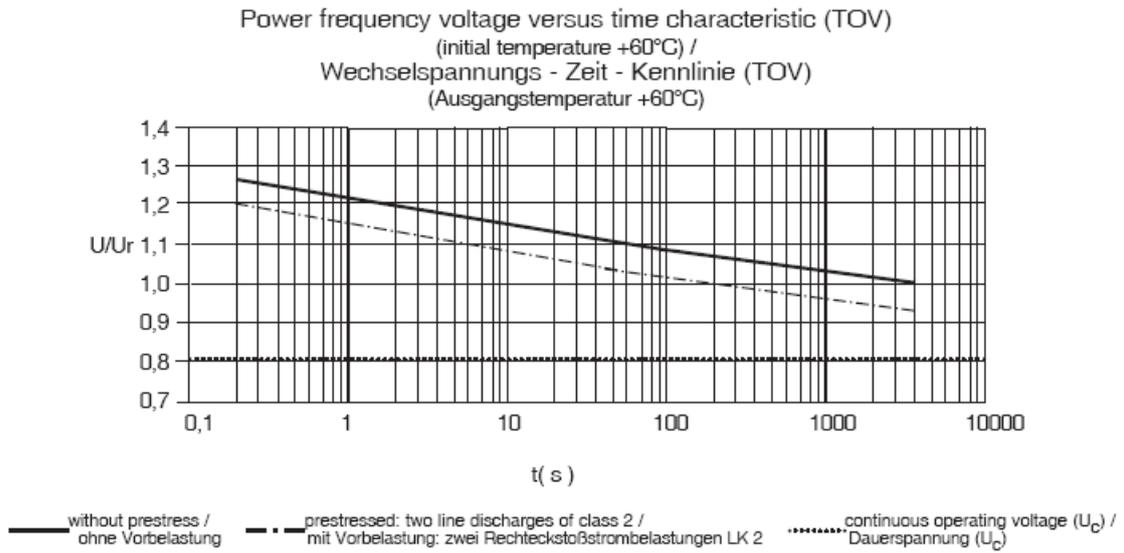
Donde:

U_{r2}: Tensión nominal del pararrayos.

Kt: Relación de la tensión de sobretensión temporal respecto de la tensión nominal Ur.

Utilizando t=1 segundos de duración de la falla (tiempo de duración de la tensión temporal), para sistemas con neutro efectivamente puesto a tierra.

Utilizar t=1 segundos de duración de la falla (tiempo de duración de la sobretensión temporal), para sistemas con neutro aislado.



racterísticas tensión AC-tiempo (TOV) (Temperatura inicial +60°C)

Fuente. IEEE,2013

Para obtener el factor kt , se utilizará el grafico anterior.

De la cual obtenemos que $kt=1,15$, la tensión nominal del pararrayos U_r , adoptado será el mayor valor entre U_{r1} y U_{r2} (ver tabla siguiente)

Tabla 18. Parámetros según niveles de tensión

PARÁMETROS	Nivel de tensión
Utilizando la tensión de Operación Continua U_{r1}	60.62
Utilizando la Sobretensión Temporal U_{r2}	42.17
U_r calculado = Max (U_{r1} , U_{r2})	60.62

Y de las tablas anteriores se selecciona la Tensión nominal del pararrayos U_r normalizado, el inmediato superior al calculado.

Debe verificarse: U_r calculado < U_r catalogo

Tabla 19. Resumen de cálculo de tensión

Nivel de Tensión kV	Tensión Nominal (Ur)			Comentarios
	Calculado	Catalogo	Seleccionado	
60	60.62	69	69	Conforme

4.8.4 Margen de protección

Considerando que debe existir un margen de protección del 20% mínimo para el equipo principal por proteger (transformador), el margen de protección se calcula con la tensión más alta que se presenta en la operación del pararrayos, resulta la tensión de descarga con onda 8/20 μ seg, de tal forma que el margen de protección es:

$$\text{Marge de protección: \%} = \frac{\text{BIL}-V_p}{V_p}$$

Dónde: BIL: Nivel básico de aislamiento (kV)

Vp: Es la tensión de descarga con onda de impulso de 6/20 μ seg (según catálogo del fabricante TRIDELTA)

$$\text{Reemplazando para 60 kV} \quad \% = \frac{325-133,4}{133,4} * 100 = 143,63\%$$

Como se puede observar en todos los casos se excede el margen mínimo de protección recomendado que es del 20%.

4.8.5 Distancias máximas de instalación

Si el equipo por proteger principalmente es el transformador, se debe tener un margen de protección mínimo de 20% debajo de su nivel de aislamiento de manera que la tensión máxima permisible en el transformador sería:

$$X_{\max} = \frac{300(V_{\max} - V_p)}{2S}$$

Donde:

300 : Velocidad de propagación de la onda m/u seg.

- V_{max} : Tensión máxima permisible en el transformador (kV)
 V_p : Es la tensión de descarga con onda de impulso 8/20 u seg.
 S : Pendiente del frente de onda de tensión Kv/us

Para el cálculo de la pendiente de frente de onda de la tensión se tendrá en cuenta la siguiente expresión.

$$S = \frac{1}{n * K_{co} * X}$$

Donde:

- N : Número de líneas conectadas a la subestación.
 X : Distancia de impacto entre el punto en que impacta el rayo y la subestación(m)
 K_{co} : Es la constante de amortiguamiento por efecto corona = 1,5*10⁻⁶ (IEC 60071-2; pág. 87)

Considerando que la probabilidad, de que un rayo caiga dentro de un radio de 25 m alrededor de una subestación es baja, aproximadamente, (01) un impacto cada 5000 años. Así mismo, normalmente la elevación de la tensión es menor cuando la caída del de un rayo está más alejada de la subestación.

Tomamos como distancia de impacto X = 520 m, remplazando tenemos que S es:

$$S = \frac{1}{n * K_{co} * X} = \frac{1}{1 * 1,5 * 10^{-6} * 520} = 1282 \frac{kV}{\mu s}$$

a) Distancia máxima permisible para 60 kV:

$$X_{max} = \frac{300(V_{max} - V_p)}{2S}$$

$$X_{max} = \frac{300(260 - 133)}{2 * 1282}$$

$$X_{\max} = 14,86 \text{ m}$$

4.8.6 Cálculo de la energía en pararrayos

Los pararrayos deberán absorber la energía debida a los transitorios de tensión en el sistema. Los transitorios de tensión se pueden presentar por maniobras en líneas y debido Descargas atmosféricas. La energía absorbida por el pararrayo se calcula mediante la siguiente expresión.

$$W = \frac{2U_{ps} * (U_e - U_{ps}) * T_w}{Z}$$

Donde:

W : Energía absorbidas

Ups : Tensión residual al impulso de maniobra.

Ue : Sobretensión esperada son pararrayos

Z : Impedancia característica de la línea

Tw : Tiempo de viaje de la onda, el cual es igual a la longitud del tramo de la línea por la velocidad de propagación.

$$T_w = \frac{\text{Longitud línea Km}}{300 \frac{\text{m}}{\mu\text{s}}}$$

Para el cálculo, previamente debemos tener en cuenta lo siguiente: El valor de la onda de corriente máxima está relacionada con el nivel de tensión, la cual se da a conocer en la Tabla donde se muestra. El Nivel de Tensión vs Corriente Máxima (Sobretensiones de Maniobra).

Tabla 20. Niveles de tensión y corrientes

Nivel de tensión kV	Corriente máxima kA
<145	0,5
145-362	1
420-800	2

Fuente. Elaboración propia

Los valores típicos de la impedancia característica y la probable sobretensión sin pararrayos para los diferentes niveles de tensión están dados en la Tabla, Valores de Impedancia (Z) y Sobretensión sin pararrayos (Ue).

Tabla 21. Parámetros de impedancia y sobretensiones

Nivel de Tensión kV	Impedancia Z (Ohm)	Probable Sobretensión sin Pararrayos Ue (pu)
<145	450	2,6
145-345	400	2,6
362-525	350	2,0
725	300	2,0

Fuente. Elaboración propia

Reemplazando los datos correspondientes tenemos:

Tabla 22. Parámetros eléctricos para el nivel de tensión 60 kV

Nivel de Tensión (kV)	Parámetros eléctricos					W (kJ)
	Ups (kV)	Ue (kV)	Z (ohms)	L (km)	Tw (us)	
60	107,5	156	450	1	3,33	0,07

Fuente. Elaboración propia

Luego podemos concluir:

Tabla 23. Selección y calculo

Nivel de Tensión (kV)	Energía de descarga (kJ)	Seccionado kJ/kVUr	Clase de Descarga
	calculado		
60	0,07	6	3

Fuente. Elaboración propia

4.8.7 Margen de protección por sobretensiones por maniobra

a) Transformador de potencia 60 kV

El NBI de los devanados del transformador es de 325 kV, el nivel básico por maniobra será:

$$BSL = 0.83 * 325 = 269.75 \text{ kV}$$

$$E_{max} = 147,16 \text{ Kv}$$

El margen de protección para sobretensiones por maniobra es:

$$\text{Margen de protección: } \frac{(269.75 - 147.16)}{147,16 * 100} = 83,30\%$$

Se concluye que los pararrayos a ser instalados en las subestaciones parque industrial y Pucallpa deberán tener las características técnicas presentadas en la siguiente tabla.

Tabla 23. Resumen de cálculos

Tensión nominal	kV	60
Tensión nominal de la red	kV	72.5
Tensión máxima de operación continua (Uc ó MCOV)	kV	48
Tensión soportada de corta duración a frecuencia industrial (TOV)	kV	48,5
Tensión soportada impulso tipo rayo 10kA (8/20 μ s)	kV	146,0
Corriente de descarga	kA	10
capacidad de disipación de energía	-	Clase 3

4.9 DIMENSIONAMIENTO DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

4.9.1 Determinación de la capacidad de los Transformadores de corriente

Para la determinación de la Potencia de los Transformadores de corriente a ser instalados y que alimentara los relés ubicados en la sala de control. Así como los equipos para medición. Los equipos de control y de protección basados en la microelectrónica sus consumos en VA son casi despreciables por ello normalmente el consumo que se aplica a los transformadores de corriente es prácticamente el consumo de los cables de control.

El consumo de los cables de control está dado por:

$$VA_{\text{cond}} = r * \text{Cond} * I^2$$

r : Cond: resistencia del conductor

I : Corriente en el conductor de control

4.9.2 Cálculo de la relación de transformación de los Transformadores de corriente.

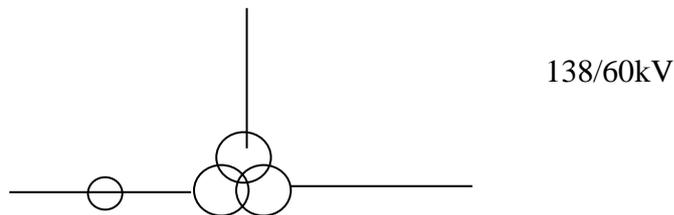


Figura 14. Esquema de transformador de corriente

Fuente. Elaboración propia

Donde:

TC1: corresponde al transformador de medida ubicado en el lado de 60 kV.

La relación de transformación de los transformadores de corriente

$$RTC = \frac{I_p}{I_s}$$

(RTC), está definida por:

Donde:

I_p : Intensidad nominal de corriente primaria, A

I_s : Intensidad nominal de corriente secundaria, A

✚ Intensidad de corriente primaria

$$I_p = I_n * F * S$$

$$I_n = \frac{S}{\sqrt{3} * V}$$

Donde:

S: Potencia aparente del transformador, KVA

F,S: Factor de seguridad

V: tensión del sistema en kV

✚ Intensidad de corriente secundaria

La intensidad de corriente secundaria será igual a 5 A (valor con el cual los secundarios de los equipos existentes están operando), este es resultado considerando las longitudes de cables y la utilización de equipos de control y protección basados en la microelectrónica.

4.9.3 Clase de precisión

✚ Transformador para medición

La clase de precisión de un TC depende de la relación de transformación y del consumo del equipo de medida. Para determinar qué clase de precisión se obtendrá para una relación de transformación dada, se deben consultar las cuatro primeras columnas de la Tabla siguiente de referencias, de la cual se presenta un extracto:

Tabla 24. Potencia según clase de precisión

Relación $I_p/5 A$	Potencia (VA) Clase de precisión		
	0,5	1	3
40 A	–	–	1
50 A	–	1,25	1,5
75 A	–	1,5	2,5
100 A	2	2,5	3,5
125 A	2,5	3,5	4

Fuente. Elaboración propia

Para una determinada clase de precisión el consumo del equipo de medida no debe superar el consumo de potencia indicado en la Tabla anterior. Si la clase de precisión no es un requisito en la elección del TC, se escogerá aquel cuya intensidad del primario (I_p) sea inmediatamente superior a la intensidad máxima que se desea medir.

Previamente se debe calcular el consumo del equipo de medida (C_{em}):

$$C_{em} = \text{Central de medida} + \text{Cables (VA)}$$

Recomendación

El transformador de corriente uso exterior está diseñado para aplicaciones de medición y relés en circuitos del exterior. La clase de precisión para el transformador de protección será de 5p20 que indica que a 20 veces la corriente primaria se mantiene el error dentro del 5%.

Se obtienen los siguientes resultados:

Transformador de corriente de 500 – 1000/5 A; 325 kVp BIL; clase 0,2; 30 VA

No dejar nunca abierto el circuito secundario de un transformador de intensidad cuando está en tensión. De no hacerlo aparecen tensiones elevadas en los bornes del circuito del secundario, pudiendo resultar peligrosas para las personas y provocar la destrucción del transformador de intensidad.

4.9.4 Dimensionamiento de un interruptor de potencia

Los interruptores automáticos son dispositivos mecánicos de interrupción capaces de conducir, interrumpir y establecer de corrientes de condición normal, así como conducir durante un tiempo especificado.

✚ Características del interruptor de potencia

Para un interruptor se deben establecer las siguientes características comunes de equipos de alta tensión definidas anteriores de acuerdo con la publicación IEC 60694.

Corriente asignada en servicio (A)

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * V}$$

$$I = \frac{68\ 000\ 000}{\sqrt{3} * 60\ 000}$$

$$I = 655.1059\ A$$

Por lo tanto, la corriente de diseño es 2000 A

- ✚ Frecuencia del sistema: 60Hz
- ✚ Duración asignada del corto circuito

Según el estudio de cortocircuito, la corriente de cortocircuito es 1.43 kA

Para el diseño se considera 25Ka

Duración asignada del cortocircuito (s)

Para una tensión de 72.5 kV, 400 k Ves de 60 ms

Recomendaciones:

Se recomienda utilizar un interruptor con corriente asignada en servicio continuo de 2000(A), con corriente de corto circuito de 25 kA, la duración asignada del cortocircuito es de 60ms.

4.9.5 Determinación de las capacidades de los equipos de corriente continua

Capacidad del banco de baterías de 110 Vcc

El banco de baterías forma parte de los servicios auxiliares y tiene como función principal almacenar la energía que se utiliza en el accionamiento de los seccionadores interruptores, por lo que debe de hallarse en óptimas condiciones de funcionamiento para cada una de las subestaciones de este proyecto.

El proyecto usara baterías de níquel-cadmio (Ni-Cad)

Tipos de carga

Norma IEEE 485 clasifica a las cargas como continuas, no continuas y momentáneas.

Norma IEEE 485 clasifica a las cargas como continuas, no continuas, y momentáneas y las típicas cargas continuas son los sistemas de iluminación (luces de emergencias), los sistemas de protección, medición y control (relés, medidores multifunción, analizadores de redes e indicadores de los tableros) y sistemas de comunicaciones. Las cargas típicas discontinuas son menos comunes y de importancia crítica sistema de ventilación motores y actuadores de válvulas con tiempos de funcionamiento superior a 1 minuto.

Finalmente, las cargas momentáneas son las que no exceden el 1 minuto de duración dentro de estas cargas están, los mecanismos de accionamiento de los interruptores y seccionadores principalmente.

✚ Cálculo del consumo de las cargas
Equipos con consumo momentáneo

La potencia del motor del interruptor y seccionador requieren una potencia aproximada de 900 y 750 W c/u, entonces:

Interruptor seccionador

$$I_n = \frac{900W}{110V_{cc}} = 8,18 A$$

$$I_n = \frac{750W}{110V_{cc}} = 6,82 A$$

Protección en el lado de 60 kV

(02) un seccionador

(01) un interruptor

La corriente consumida total será: $8,18 * 2 + 6,82 * 1 = 23.18A$

✚ Equipos con consumo continuo

Consumo del tablero de protección de línea de 60 kV

Tabla 25. Especificaciones de componentes y sus potencias

CANTIDAD	ESPECIFICACIÓN	POTENCIA(W)
02	Relés de protección principal	40
03	Relés de protección de respaldo	60
01	Medidor multifunción	20
02	Analizadores de red	40
01	Controlador de bahía	100
01	Sistema de iluminación auxiliar	400
TOTAL		660

Luego la corriente total consumida será:

$$I_n = \frac{600 W}{110 V_{cc}} = 5.45 A$$

Representando en un diagrama de ciclo de carga

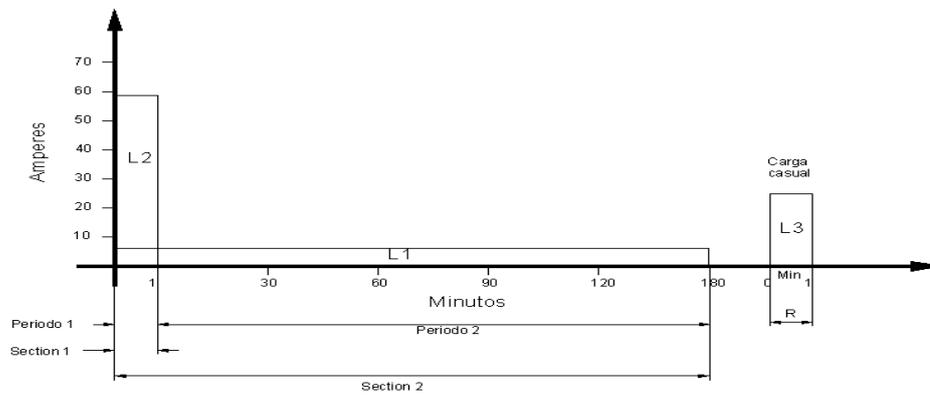


Figura 15. Diagrama de ciclo de carga

Tabla 26. Duración de las cargas según periodos

PERÍODO	CARGAS	TOTAL, AMPERIOS	DURACIÓN (MIN)
1	L1+L2	29,38	1
2	L1	5.45	179
3	L3	25	1

Donde:

L1= cargas continuas.

L2= cargas momentáneas

L3= cargas casuales o inesperadas.

Tabla 27. Duración de periodos según tipo de carga

Periodo	Carga (A)	razón de cambio de la carga (A)	Duración del Periodo	tiempo final de la sección	capacidad rangos de tiempo (Kt)	sección requerido Amp-Hrs	
						valor positivo	valor negativo
Sección 1 - Primer periodo únicamente							
1	A1=29,38	A - 0 =29,38	M1 = 1	T = M1 = 1	0,77	45,72	***
Secc 1 Total							
Sección 2 - Segundo periodo únicamente							
1	A1 =	A1 - 0 =	M1 =	T=M1+M2=			
2	A2 =	A1 - A2 =	M2 =	T = M2 =			
Secc 2 Total ***							
Carga casual o inesperada							
R	AR = 25	AR - 0 = 25	MR = 1	T = MR = 1	0,77	19,25	***

- ✚ Valor sin corrección: $45,72 + 19,25 = 64,97 A$
- ✚ Valor sin corrección*corrección de temperatura*margen de diseño*factor envejecimiento = $64,97 * 0,94 * 1,15 * 1,25 = 87,79 Ah$

La subestación usara 110 Vcc como nivel de tensión continua. El dimensionamiento de las celdas será como sigue:

$$\text{Nº Unidades de baterías} = \frac{121V_{cc}}{1,35 V_{cc}} = 89,63 \text{ baterías}$$

$$\text{Tension de descarga final} = \frac{77V_{cc}}{90 V_{cc}} = 0,85 \text{ voltaje por unidad de batería}$$

El banco de baterías de la subestación Parque Industrial será conformada por 90 celdas 1,14 V/celda. La subestación La Unión, en una primera etapa requeriría de 90 A-h,

teniendo en cuenta las ampliaciones futuras se seleccionará un banco con una capacidad de 150 A-h, siendo esta capacidad suficiente para la subestación Parque Industrial.

- ✚ Capacidad del cargador rectificador

El cargador rectificador será usado como equipo de suministro de corriente continua para las cargas estables y para la carga de igualación del banco de acumuladores. Las cargas intermitentes de poca duración como disparo y cierre de interruptores o bien la operación automática de otros equipos son controlados por el cargador dentro del límite de su capacidad, cualquier incremento de carga lo controla la batería.

La capacidad del cargador se determina a partir de:

$$A = L + 1,1 * \frac{C}{H}$$

Donde:

A : Capacidad de carga(ampers)

L : Carga continua(ampers)

C : Capacidad del banco de baterías (ampers-hora)

H : Tiempo de recargas(horas)

Tomando en consideración sustituyendo en la ecuación anterior tenemos:

Tablas 28. Especificaciones técnicas para subestación Parque Industrial

Subestación	Carga continua (A)	Capacidad del banco (Amp-h)	Tiempo de recarga (h)	Capacidad de carga (A)
Parque Industrial	6	150,00	8,00	26,625

Por tanto, el cargador a instalar en las subestaciones Parque Industrial tendrá una corriente nominal de 80 A, que sería suficiente.

4.9.6 Determinación del conductor de barras

La categorización general de barras y cables particulariza las barras propiamente dichas, los conductores de derivación (de barras a equipos) y los de conexión (entre equipos y a la línea).

Dichos componentes integran la parte fundamental de los circuitos de potencia, y su cálculo depende de la elección del esquema, por dimensionamiento dieléctrico, dimensionamiento mecánico, y verificación térmica.

✚ Determinación de la sección

Los conductores flexibles para barras, deben tener capacidad de transportar la máxima corriente permanente, con sobre elevación moderada de temperatura, que en particular no debe de afectar las características mecánicas del mismo conductor, ni las características de la aislación en contacto con él.

Al pasar una corriente por el conductor genera una cierta cantidad de calor por efecto Joule. Cuando el sistema se encuentra en régimen, todo el calor producido es disipado, parte por convección, parte por radiación lo que determina la capacidad del conductor. Es así como la capacidad del conductor será calculado, tomando en cuenta lo anterior mente señalado tenemos.

✚ Cálculo de la capacidad térmica del conductor

Para para encontrar la cantidad de corriente del conductor aplicado a barras de la subestación, se debe considerar la corriente de la carga, la temperatura ambiente, la radiación solar y la velocidad del viento. Se debe determinar la temperatura límite de los conductores con el objeto de no alterar las propiedades mecánicas del material.

El cálculo de la capacidad térmica del conductor se efectúa mediante el programa de cómputo de la norma IEEE “Cálculo de las Relaciones Corriente – Temperatura de Conductores Aéreos Desnudos”, cuyo ingreso y salida de datos de muestra a continuación.

✚ Subestación Parque Industrial

IEEE STD 738-1993 METHOD OF CALCULATION

- ✚ CONDUCTOR IS AAAC 240 mm²
- ✚ AIR TEMPERATURE 30 DEG C & WIND SPEED = 2 FT/SEG
- ✚ THE ANGLE BETWEEN WIND AND CONDUCTOR IS 90 DEC
- ✚ THE CONDUCTOR IS 150 FT ABOVE SEA LEVEL;
- ✚ IN THE EAST-WEST DIRECTION; AT THE LATITUDE OF 11,5 DEG
- ✚ THE SUN TIME IS 12 HOURS & THE ATMOSPHERE IS INDUSTRIAL
- ✚ CONDUCTOR DIAMETER IS 0,68819 INCHES
- ✚ CONDUCTOR RESISTENCE IS 0,2285 OHMS/MI AT 20 DEG C
- ✚ AND 0,2832 OHMS/MI AT 80 DEG C

- ✚ EMISSIVITY = 0,5 & SOLAR ABSORPTIVITY = 0,5
- ✚ SOLAR HEAT INPUT IS 13,430 WATTS PER CONDUCTOR FOOT
- ✚ RADIATION COOLING IS 6,215 WATTS PER CONDUCTOR FOOT
- ✚ CONVECTIVE COOLING IS 23,460 WATTS PER CONDUCTOR FOOT
- ✚ GIVENE A MAXIMUN CONDUCTOR TEMPERATURE OF 110,0 DEG C,
- ✚ THE STEADY STATE THERMAL REATING IS 545,6 AMPERES

Donde 525,6 Am , es la corriente permisible del conductor a temperatura máxima promedio del conductor más el medio ambiene:50°C

4.9.7 Efecto de cortocircuito

Los cortos circuitos elevan la temperatura, pero por su corta duración de tiempo no producen cambios importantes en las propiedades físicas del conductor. En lo seguido se muestran los cálculos respectivos:

Por estabilidad térmica.

Mediante este cálculo se determinará la corriente admisible, aremos uso de la siguiente expresión.

$$I = \frac{S}{\sqrt{t}} * \sqrt{\frac{4,184 * c * \gamma}{\rho * \alpha * k_p}}$$

Donde:

S: Sección del conductor, mm²

t: tiempo de duración del cortocircuito (t₂- t₁).seg.

c: calor especifico del metal, kcal/Kg°C

ρ: Resistividad del material, ohmios

k_p: Coeficiente pedicular o R_{ca}/R_{cd}

Reemplazando se tendrá:

$$I = \frac{240}{0,5} * \sqrt{\frac{4,184 * 887 * 2,70 * 10^{-3}}{0,142 * 0,0040 * 1,00} * \ln(1 + 0,0040 * 8200 - 20)}$$

$$I = \frac{240}{0,5} * \sqrt{35,25} = 4032,24 \text{ Amp}$$

$$I = 4,03224 \text{ kA}$$

Conclusión:

Luego de haber calculado, podemos indicar que el conductor AAAC 240 mm², cumple los requerimientos del sistema Pucallpa en operación de estado régimen normal 60 kV; de acuerdo a los resultados de flujos del sistema de potencia la máxima corriente que se tendría, está por debajo de la capacidad de los conductores usados como barras 60 kV.

Asimismo, la corriente admisible debido al efecto de cortocircuito en el conductor AAAC 240 mm², excede a las corrientes de cortocircuito que se obtendrían, considerando al estudio de cortocircuito 60 kV

4.10 DISEÑO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA SUBESTACION PARQUE INDUSTRIAL

El propósito de un sistema de puesta a tierra está orientado hacia la seguridad del personal y del equipamiento de la Subestación, cuya función es la de controlar los potenciales anormales y sobre todo a evacuar, dispersar diversos tipos de corriente que pueden presentarse en la infraestructura de la Subestación.

Por ello las instalaciones eléctricas de la Subestación Parque Industrial, deben estar diseñados para evitar riesgos o anomalías por si se produjera contacto físico accidental del personal y las partes metálicas en circunstancias de cortocircuitos a tierra.

El desarrollo del presente estudio se basa en los métodos matemáticos descritos en la Norma: IEEE Std 80 – 1976. “Guide for Safety in Substation Grounding”.

4.11 Resumen del diseño de puesta a tierra

✚	Tiempo de duración de la falla	: 0,5s
✚	Resistividad del terreno	: 182 ohm-m
✚	Resistividad Suelo superficial de grava	: 3000 ohm-m
✚	Resistividad de tierra de préstamo con tratamiento	: 150 ohm-m
✚	Profundidad de enterramiento de la malla (h)	: 1 m
✚	Corriente máxima de falla a tierra simétrica	: 1284 A
✚	Longitud del conductor enterrado	: 394 m
✚	Área total que encierra la malla	: 96 m ²
✚	Radio equivalente	: 15,75m
✚	Diámetro del conductor (95 mm ²)	: 0,01260 m
✚	Sección del conductor	: 95 mm ²
✚	Valor requerido de Resistencia de Puesta a Tierra	: < 3 Ω

Cálculos de tierra aproximada:

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

$$R = \frac{\rho}{4r}$$

Donde:

R: resistencia de tierra aproximada de la subestación (ohmios)

ρ : resistividad promedio del terreno en (ohmios-m)

r: Radio equivalente de un círculo, considerando la misma área que el ocupado por la malla.

Reemplazando se tiene:

$$R = \frac{182}{4 * 15,75} = 2.88 \Omega$$

✚ Cálculo de la tensión de paso y toque permisible

Previo a los cálculos de la red se calcularán la tensión de paso y tensión de toque permisibles con las siguientes formulas:

✚ Máxima tensión de paso máximo permisible

$$E_{pmp} = \frac{116 + 0.7s}{\sqrt{t}}$$

Donde.

E_{pmp} : Tensión de paso máxima permisible(V)

S: Resistividad del suelo de grava(ohmios-m)

Luego reemplazando:

$$E_{\text{pmp}} = \frac{116 + 0.7 * 3000}{\sqrt{0.5}}$$

$$E_{\text{pmp}} = 3133,90 \text{ V}$$

✚ Tensión de toque máximo permisible

$$E_{\text{pmp}} = \frac{116 + 0.17 * 3000}{\sqrt{0.5}}$$

$$E_{\text{pmp}} = 885,30 \text{ V}$$

La comprobación de la malla consistirá en verificar si la red de puesta a tierra cumple con proporcionar las tensiones máximas admisibles de toque y de paso. La malla está compuesta por hileras de conductores en reticulado. Las tensiones de toque y de paso de la malla deberán ser menores a los valores máximos especificados.

✚ Cálculo de las tensiones en caso de cortocircuito a tierra
Tensión de malla de la red (tensiones de toque)

$$E_{\text{malla}} = \frac{K_m * K_i * \rho * I_f}{L}$$

Donde:

K_m : Coeficiente de instalación de la red, que depende de la configuración geométrica de la misma.

$$K_m = \frac{1}{2\pi} * \text{Ln} \left(\frac{D^2}{16 * H * D} \right) + \frac{1}{\pi} * \text{Ln} \left(\frac{3 * 5 * 7 \dots (2n - 3)}{4 * 6 * 8 \dots (2n - 2)} \right)$$

Donde:

D: Separación de conductores paralelos, m

d: diámetro del conductor enterrado, m

h: Profundidad de enterramiento, m

n: Número de conductores paralelos.

K_i : Coeficientes de irregularidad de dispersión del suelo.

$$K_i = 0,656 + 0,172n$$

Donde:

L: longitud de malla + longitud de varilla

$$L = 394 + 6 * 2.4 = 408.46 \text{ m}$$

✚ Cálculo del coeficiente de la instalación de la red

$$n = 86$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} * Ln\left(\frac{3^2}{16 * 1 * 0.0126}\right) + \frac{1}{\pi} * Ln\left(\frac{3 * 5 * 7 \dots (15)}{4 * 6 * 8 \dots (16)}\right)$$

$$K_m = 0.3071$$

$$K_i = 0.394 + 0.172(6) = 1.426$$

Luego la tensión de malla será:

$$E_{\text{malla}} = \frac{0.3071 * 1.426 * 268 * 1284}{408.4}$$

$$E_{\text{malla}} = E_{\text{Toque}} = 368,98 \text{ V}$$

El resultado deberá cumplir que:

$$368,98 \text{ V} < 885.30 \text{ V}$$

✚ Cálculo del voltaje de paso combinado Malla-Varilla múltiple

El desarrollo del presente cálculo se basa en los métodos matemáticos recomendados y aprobados por el IEEE Substations Committee of the IEEE Power Engineering Society publicado en IEEE Transactions on Power Delibero en Julio de 1998, Volumen 13, N° 3 (ITPDE5 – ISSN 0885-8977).

$$E_s = \frac{K_s * K_i * \rho * I_G}{L}$$

Donde:

E_s : máximo voltaje de paso combinado Malla-Varilla múltiple(V)

K_s : Coeficiente de instalación d la red(m^{-1})

K_i : Factor d irregularidad de corriente

I_G : Corriente máxima de falla a tierra simétrica(A)

ρ : Resistividad del suelo(ohmios-m)

$$K_i = 0,94 + 0,047(n)$$

$$L = L_c + 2 * L_r$$

(n) : Número de conductores paralelos en una dirección

L_c : longitud total de los conductores de malla enterrados (m)

L_r : longitud total de todas las varillas enterradas (m)

$$K_s = \frac{1}{\pi} * \left(\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{W}{D} \right) m^{-1}$$

$$W = \begin{cases} 0,5 + 0,9 \ln \left(\frac{n-1}{2} \right) & \text{para } n > 2 \\ 0 & \text{para } n = 2 \end{cases}$$

$$D = \sqrt{\frac{A}{N}}$$

A: área total de la malla enterrada (m^2)

N: Número de las cuadrículas de la malla

$$L=394+(2)(6)(2.4)=410,8 \text{ m}$$

$$K= 0,94+0,047(8)=1.363$$

$$D = \sqrt{\frac{779,55}{93}} = 2.8952 \text{ m}$$

$$W = 0.5 + 0.9 \ln\left(\frac{9-1}{2}\right)$$

$$W = 1,7477$$

Reemplazando se tiene:

$$K_s = \frac{1}{\pi} * \left(\frac{1}{2 * 1} + \frac{1}{2.8952 + 1} + \frac{1.7477}{2.8952} \right) \text{ m}^{-1}$$

$$K_s = 0.433 \text{ m}^{-1}$$

Entonces la tensión máxima de paso combinada será:

$$E_s = \frac{0.433 * 1.363 * 268 * 1284 * K_i * \rho * I_G}{706.2}$$

$$E_{\text{paso}} = E_s = 287,5898 \text{ V}$$

Luego debe de cumplirse que:

$$E_{\text{paso}}(\text{calculado}) < E_{\text{pmp}}(\text{maximo permisible})$$

287,5898 V < 3133,90 V) si cumple

De los valores calculados anteriormente, vemos que las tensiones de toque y de paso que se presentaran bajo condiciones de falla en la malla, están por debajo de los valores máximos permisibles.

4.12 RESUMEN DE LAS CARACTERISTICAS TECNICAS DEL EQUIPAMIENTO

4.12.1 Interruptor de potencia de 60 kV

Los interruptores a suministrarse serán con cámara de extinción en hexafluoruro de azufre (SF6). Son unidades selladas, trifásicas y pueden operar durante largos años sin mantención, debido a que prácticamente no se descompone, y no es abrasivo. Otra importante ventaja de este gas, es su alta rigidez dieléctrica que hace que sea un excelente aislante. De esta forma se logra una significativa reducción en las superficies ocupadas por subestaciones y switchgear. La reducción en espacio alcanzada con el uso de unidades de SF6 es cercana al 50% comparado a subestaciones tradicionales., cuyas características técnicas principales son las siguientes:

Nº	DESCRIPCION	UNIDADES
01	Instalación	Exterior montaje horizontal sobre soporte
02	Tensión nominal	60 kV
03	Frecuencia	60 Hz
04	Tensión ensayo al impulso	450 kV
05	Corriente nominal	31.5 KA rms simétrica
06	Accionamiento	Tripolar a motor
07	Apertura	Horizontal o vertical
08	Tensión de control de mando	110 Vcc
09	Tensión nominal motor	110 Vcc

Fuente. Elaboración propia

4.12.2 Seccionadores de línea y de barra de 60 kV

Nº	DESCRIPCION	UNIDADES
01	Tensión nominal	60 kV
02	Frecuencia	60 Hz
03	Tensión de ensayo al impulso	450 kV pico
04	Corriente Nominal	31.5 kA simétrica
05	Capacidad de Interrupción de C.C	110Vcc
06	Tensión Nominal Bobina Apertura(02)	110Vcc
07	Tensión Nominal Bobina de cierre	110 Vcc
08	Tensión Nominal motor carga resorte	
09	Accionamiento	Tipo energía almacenada mediante resorte. accionamiento motorizado 110 Vcc

4.12.3 Transformador de tensión de 60 kV

Los Transformadores de Tensión lado 60 kV, son para montaje a la intemperie; siendo las características técnicas principales son las siguientes:

Nº	DESCRIPCION	UNIDADES
01	Montaje	Exterior sobre soporte
02	Tensión nominal	123 kV
03	Frecuencia	60 Hz
04	Tensión ensayo al impulso	450 kV pico
05	Relación transformación	500-1000/5-5-5A
06	Potencia	30 VA

4.12.4 Transformador de corriente de 60 kV

Los Transformadores de Corriente lado 60kV, son para montaje a la intemperie; siendo

las características técnicas principales las siguientes:

Nº	DESCRIPCION	UNIDADES
01	Tipo	Capacitivo
02	Montaje	Exterior sobre soporte
03	Tensión nominal	123 kV
04	Frecuencia	60 Hz
05	Tensión ensayo al impulso	450 Kv pico
06	Conexión	Fase-Tierra
07	Tensión primaria	$60:\sqrt{3}$ kV-Fase-Tierra
08	Tensión secundaria	Terminal 1a-1n=0,10: $\sqrt{3}$ kV
09	Potencia y clase precisión	Terminal 2a-2n=0,10: $\sqrt{3}$ kV

4.12.5 PARARRAYOS

Los pararrayos del lado 60kV, serán de Clase 3 para la SEPI y SEPU, están fabricados

con descargadores y con bloques de resistencias a base de óxido metálico (ZnO), siendo

las características técnicas principales las siguientes:

Nº	DESCRIPCION	UNIDADES
01	Clase	3
02	Montaje	Exterior sobre soporte
03	Tensión nominal	60 kV
04	MCOV	48 kV
05	Frecuencia	60 Hz
06	Corriente Nominal Descarga	10 kA
07	Tensión ensayo al impulso	450 kVpico

5 CONCLUSIONES

- ✚ La proyección de demanda se realizó con valores reales entre el año 1999 y 2009, obteniendo para el año 2030 una demanda en la subestación Parque Industrial 31,62 MW y para la Subestación Pucallpa 68,91MW.
- ✚ Los parámetros de dimensionamiento para la ampliación de la subestación son la distancia mínima entre fase - tierra son 630 mm, la distancia mínima entre fases es 1091 mm, la distancias entre fases de campos adyacentes en barras flexibles es 1197 mm, las distancias de trabajo horizontal es 2380 mm y la de trabajo vertical es 3130 mm, la altura mínima de parte con tensión es 3647 mm, la distancia mínima de la porcelana a tierra es 3039 mm.
- ✚ En el dimensionado del apantallado contra descargas atmosféricas se tiene una $h=8.50$ m que corresponde la altura de instalación de los conductores y $h_c=10$ m, es l altura de instalación del cable de guarda.
- ✚ Los resultados del sistema de protección con puesta a tierra de la Subestación Parque Industrial con resistencia de tierra aproximada de 2.88 Ohmios, máxima tensión de paso permisible 3133.90 V
- ✚ Las características técnicas de los equipos instalados son:
Seccionador Tripolar de Línea, 1200 A, 450 kV BIL.
Seccionador Tripolar de Barra, 1200 A, 450 kV BIL.
Pararrayo De Óxido Metálico, 60 kV MCOV, 5 KA, clase 3, 450 kV BIL.
Transformadores De Corriente, 450 kV pico, 500-1000 /5-5-5 A, 30 VA - 30VA-CI 0.2.
Interruptor De Potencia 3Ø, 450 kV BIL, 1200A, 31.5 KA.
- ✚ La línea al año 2030 estará en un 98% de su capacidad, con el implemento de las celdas se optimizará un 44% de capacidad de carga en los conductores.

6 RECOMENDACIONES

- ✚ Para los cálculos de proyección de la demanda se recomienda utilizar la metodología estadística con aplicación de software en la especialidad.
- ✚ Utilizar los protocolos de prueba eléctrica para los componentes de las subestaciones a fin de cumplir con las normas internacionales y nacionales.
- ✚ Considerar en la proyección el incremento de carga futura en las subestaciones, esto se debe al alto índice de crecimiento en las industrias madereras y el consumo doméstico en la ciudad de Pucallpa.

7 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- # Gottardo L. (2007), Diseño de una subestación eléctrica considerando el control de energía en un proceso minero, Universidad Nacional de Ingeniería.
- # Diaz Solorza, O (2011), Calculo, coordinación y análisis del sistema de protección ante fallas a tierras en las subestaciones de distribución de 10 kV en la set marina ubicado en la provincia constitucional del Callao, Universidad Nacional del Callao.
- # Ramirez, J. (2014), Montaje de interruptor y seccionador de potencia de 220 kv en la subestación cobriza i-campo armiño Huancavelica 2013, Universidad Nacional Tecnológica del Cono Sur de Lima.
- # Vivanco, C. (2010), Estudio de las características funcionales y económicas de las subestaciones para optimizar la inversión en la electrificación, Universidad Nacional del Centro.
- # Rocha, V (2005), Estudio definitivo de la línea de transmisión majes-camana en 138 kV, Universidad Nacional de Ingeniería.
- # Harper, G. E. (2002). Elementos de diseño de subestaciones eléctricas. Editorial Limusa.
- # Martín, J. R., & Pérez, E. O. (1992). Diseño de subestaciones eléctricas. McGraw-Hill/Interamericana.
- # Alvarado, F. L., Bel, C. A., Cañizares, C., Pidre, J. C., Navarro, A. J. C., Otero, A. F., & Ramos, J. L. M. (2002). Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica. McGraw-Hill.
- # Llamas Terrés, A. R., Acevedo Porras, S., Baez Moreno, J. A., & De los Reyes Pérez, J. A. (2004). Armónicas en sistemas eléctricos industriales. México: Innovación Editorial Lagares de México, SA de CV, ISBN, 968-5785.
- # ZAPATA, C. J. (2005). Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia. Libro Guía. Maestría en Ingeniería Eléctrica. Universidad Tecnológica de Pereira. Pereira.
- # Rosas, R. M. M. (2010). Cálculo de líneas y redes eléctricas (Vol. 75). Univ. Politécnica de Catalunya.
- # Kosow, I. L. (1993). Máquinas eléctricas y transformadores. Pearson Educación.
- # Martínez cruz, f. E. L. I. P. E. (2012). Análisis de la confiabilidad y su impacto en el tiempo de interrupción al usuario en sistemas eléctricos de potencia (Doctoral disertación).
- # Martínez, T. P., & Martínez, T. P. (1998). Análisis de la corriente de corto circuito en el sistema eléctrico de potencia (No. 621.31 621.31). e-libro, Corp.
- # Aguilar Bonifacio, R., Pérez, H., & Antonio, J. (2015). Propuesta de mejora en la Gestión del Mantenimiento de Subestaciones de Transmisión en una empresa de Distribución de Energía Eléctrica.

8 ANEXOS

ANEXO 01. PRESUPUESTO REFERENCIAL DE AMPLIACION SEPU-SEPI

ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO	TOTAL
				UNITARIO	(S/.)
				(S/.)	
A	AMPLIACION S.E. PUCALLPA 60 KV				
I	SUMINISTRO DE MATERIALES				-
1	INTERRUPTORES DE POTENCIA				-
1.1	Interruptor tripolar para 60 kV, 123 kV, 450 kVp (BIL), 1200 A, 31.5 kA	Un	1	123,985.89	123,985.89
	con estructura soporte				-
					-
2	SECCIONADORES				-
2.1	Seccionador de linea tripolar con cuchilla de puesta a tierra para 60 kV				-
	123 kV, 450 kVp (BIL), 31.5 KA y 1200 A para montaje horizontal				-
	y estructura soporte (seccionador de línea)	U	1	37,689.57	37,689.57
2.2	Seccionador de barra tripolar para 60 kV				-
	123 kV, 450 kVp (BIL), 31.5 KA y 1200 A para montaje horizontal	U	1	29,766.80	29,766.80
	y estructura soporte (seccionador de línea)				-
	para montaje horizontal y con estructura soporte (seccionador de barras)				-
2.3	Seccionador de línea tripolar con cuchilla de puesta a tierra para 60 Kv para enlace con celda antigua	U	1	37,689.57	37,689.57
	123 kV, 450 kVp (BIL), 31.5 KA y 1200 A para montaje horizontal				-
	y estructura soporte (seccionador de línea)				-
					-
3	TRANSFORMADORES DE TENSION				-
3.1	Transformador de tensión monofásico capacitivo para 60 kV	U	3	26,531.65	79,594.96
	123 kV, 450 kVp (BIL), 60: Ö3/ 0.1: Ö3/0.1:Ö3 kV, 30 VA- 3P, 30 VA- Cl. 0.2				-
	con estructura soporte y caja de agrupamiento de cables (una caja para cada				-
	tres transformadores)				-
					-
4	TRANSFORMADORES DE CORRIENTE				-
4.1	Transformador de corriente monofásico para 60 kV, 123 kV, 450 kVp (BIL)	U	3	22,227.14	66,681.42
	500-1000 /5/5/5 A, 30 VA-5P20, 30 VA-5P20, 30 VA-Cl.0.2				-
	con estructura soporte y una caja de agrupamiento de cables				-
	(una caja para cada tres transformadores)				-
					-
5	PARARRAYOS	U	3	4,945.20	14,835.60
5.1	Pararrayos unipolares de 60 kV, 48 KV (MCOV), de ZnO, 450 KV BIL, 10 kA , clase 3,				-
	con contador de descarga y estructura soporte				-

5.2	Pararrayos unipolares de 60 kV, 48 KV (MCOV), de ZnO, 450 KV BIL, 10 kA , clase 3,				-
	con contador de descarga y estructura soporte	U	3	4,945.20	14,835.60
					-
6	BARRAS Y CONEXIÓN DE ALTA TENSION				-
6.1	Cables de conexión entre pórticos y equipos 60 kV, con Cond.	Cjto.	1	1,640.80	1,640.80
6.2	Cadenas de Aisladores de Anclaje 60 kV, para conductor simple	Cjto.	12	296.8	3,561.60
6.3	Material de Conexionado para equipos de 60 kV	Cjto.	1	6,902.00	6,902.00
6.4	Cables de conexión entre pórticos y equipos 60 kV, con Cond.	Cjto.	1	1,640.80	1,640.80
6.5	Cadenas de Aisladores de Anclaje 60 kV, para conductor simple	Cjto.	12	296.8	3,561.60
6.6	Material de Conexionado para equipos de 60 kV	Cjto.	1	6,902.00	6,902.00
				-	-
7	CABLES DE BAJA TENSION				-
7.1	Cables Multipolares con apantallamiento de cobre, 600V, varios calibres	Cjto.	1	17,360.00	17,360.00
7.2	Cables Multipolares para fuerza, 600 V, varios calibres	Cjto.	1	5,040.00	5,040.00
				-	-
				0	-
8	RED DE TIERRA				-
9.1	Red de Tierra profunda formada por conductor de cobre desnudo de 70 mm ² y por varillas de cooperweld de 5/8" de diámetro x 2,40 m de longitud	Gbl.	1	16,408.00	16,408.00
				-	-
9.3	Red de Tierra superficial formada por conductor de cobre desnudo de 70 mm ² , que se conectará a las partes metálicas no vivas	Gbl.	1	10,147.20	10,147.20
				0	-
				0	-
9	ESTRUCTURAS METALICAS				-
10.1	Pórtico Salida de Línea 60 kV, compuesto por:	Cjto	1	93,867.20	93,867.20
	- Dos columnas	3		-	-
	- Una viga	5		0	-
10.2	Pórtico Salida de Línea 60 kV, compuesto por:	Cjto	1	93,867.20	93,867.20
	- Dos columnas	3		-	-
	- Una viga	5		0	-
				0	-
10	TABLERO DE PROTECCION Y MEDICION				-
11.1	Tablero de protección Salida de Línea 60 kV	Cjto	1	181,336.40	181,336.40
	01 relé principal-diferencial de línea, 01 relé de respaldo-distancia, medidor multifunción, indicadores de corriente, tensión, frecuencia, analizadores de red, etc.			-	-
11	OTROS				-
12.1	Rectificador 380 /110Vcc	Un	1	41,580.00	41,580.00
12.2	Banco de Batería 110Vcc	Un	1	39,760.00	39,760.00
	Total - Suministro (S/.)				928,654.21

ANEXO 02. CUADRO DE ANÁLISIS DE COSTOS UNITARIOS DE LAS OBRAS ELECTROMECÁNICAS DE SEPI-SEPU

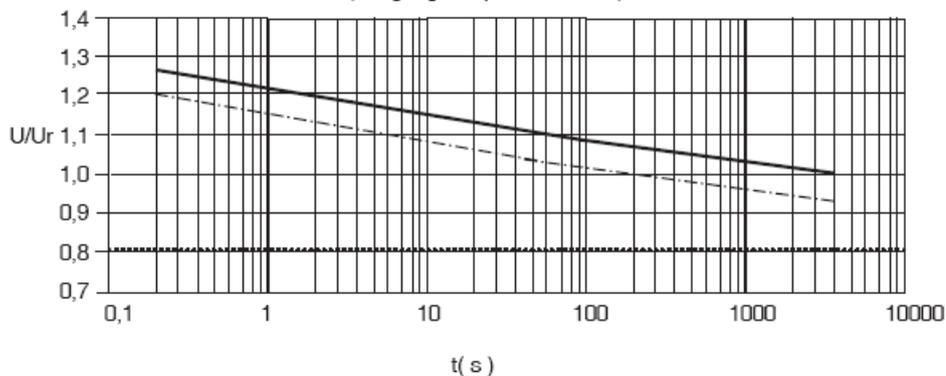
DESIGNACIÓN	CUAD.	UNID.	APORTE	COSTO U.	C. PARCIAL	SUB TOTAL	
MATERIALES						20.19	
Material consumible		% m-o	0.05	403.74	20.19		
MANO DE OBRA				-		403.74	
Operario en trabajos eléctricos	0.1	h-h	0.53	15.22	8.12		
Oficial en trabajos eléctricos	2	h-h	10.67	13.23	141.12		
Peón	4	h-h	21.33	11.93	254.51		
				-			
MAQUINARIAS Y EQUIPOS				-		395.2	
Camión grúa de 5 Ton	0.5	h-m	2.67	119.7	319.2		
Camioneta 4x4 doble cabina	0.5	h-m	2.67	28.5	76		
				-			
HERRAMIENTAS				-		20.19	
Herramientas manuales		% m-o	0.05	403.74	20.19		
				-			
COSTO DIRECTO TOTAL						S/.	839.32

ANEXO 03: TABLA PARA SELECCIÓN DE PROTECCIÓN DE PARARRAYOS.

type / Tipo	rated voltage/ Tensión asignada Ur kV	continuous operating voltage/ Tensión de operación continua Uc kV	temporary overvoltage TOV ¹⁾ / Sobretensión temporal ¹⁾		residual voltage at steep, lightning and switching impulse current / Tensión residual con impulso de corriente de frente escarpado e impulso tipo rayo								
			U _{1s} kV	U _{10s} kV	10 kA (1/2 μs)	5 kA (8/20 μs)	10 kA (8/20 μs)	20 kA (8/20 μs)	40 kA (8/20 μs)	250 A (30/70μs)	500 A (30/70μs)	1000 A (30/70μs)	2000 A (30/70μs)
SBK.... 6/10.2	6	4,8	6,9	6,5	17,6	15,0	16,0	17,6	20,2	12,5	12,9	13,5	14,1
SBK.... 9/10.2	9	7,2	10,4	9,8	26,3	22,5	23,9	26,3	30,1	18,7	19,3	20,1	21,1
SBK.... 12/10.2	12	9,6	13,8	13,1	35,1	30,0	31,9	35,1	40,2	24,9	25,8	26,9	28,1
SBK.... 15/10.2	15	12,0	17,3	16,4	43,9	37,5	39,9	43,9	50,3	31,2	32,2	33,6	35,2
SBK.... 18/10.2	18	14,4	20,7	19,6	52,7	45,0	47,9	52,7	60,4	37,4	38,7	40,3	42,2
SBK.... 21/10.2	21	16,8	24,2	22,9	61,5	52,5	55,9	61,5	70,4	43,7	45,2	47,1	49,3
SBK.... 24/10.2	24	19,2	27,6	26,2	70,2	60,0	63,8	70,2	80,4	49,8	51,6	53,7	56,3
SBK.... 27/10.2	27	21,6	31,1	29,4	79,0	67,5	71,8	79,0	90,5	56,1	58,0	60,5	63,3
SBK.... 30/10.2	30	24,0	34,5	32,7	87,8	75,0	79,8	87,8	100,5	62,3	64,5	67,2	70,4
SBK.... 33/10.2	33	26,4	38,0	36,0	96,6	82,5	87,8	96,6	110,6	68,6	70,9	73,9	77,5
SBK.... 36/10.2	36	28,8	41,4	39,2	105,4	90,1	95,8	105,4	120,7	74,8	77,4	80,7	84,5
SBK.... 39/10.2	39	31,2	44,9	42,5	114,1	97,5	103,7	114,1	130,7	81,0	83,8	87,3	91,5
SBK.... 42/10.2	42	33,6	48,3	45,8	122,9	105,0	111,7	122,9	140,7	87,2	90,3	94,1	98,5
SBK.... 48/10.2	48	38,4	55,2	52,3	140,5	120,0	127,7	140,5	160,9	99,7	103,2	107,5	112,6
SBK.... 51/10.2	51	41	59	56	150	128	136	150	171	106	110	115	120
SBK.... 54/10.2	54	43	62	59	158	135	144	158	181	112	116	121	127
SBK.... 60/10.2	60	48	69	65	176	150	160	176	202	125	129	135	141
SBK.... 63/10.2	63	50	72	69	185	158	168	185	212	131	136	141	148
SBK.... 66/10.2	66	53	76	72	194	165	176	194	222	137	142	148	155
SBK.... 72/10.2	72	58	83	78	211	180	192	211	242	150	155	162	169
SBK.... 75/10.2	75	60	86	82	220	188	200	220	252	156	162	168	176
SBK.... 78/10.2	78	62	90	85	228	195	207	228	261	162	167	174	183
SBK.... 84/10.2	84	67	97	92	245	210	223	245	281	174	180	188	197
SBK.... 90/10.2	90	72	104	98	263	225	239	263	301	187	193	201	211
SBK.... 96/10.2	96	77	110	105	281	240	255	281	321	199	206	215	225
SBK.... 99/10.2	99	79	114	108	289	247	263	289	331	205	213	221	232
SBK....102/10.2	102	82	117	111	298	255	271	298	341	212	219	228	239
SBK....108/10.2	108	86	124	118	316	270	287	316	362	224	232	242	253
SBK....120/10.2	120	96	138	131	351	300	319	351	402	249	258	269	281

ANEXO 4. CURVA CARACTERÍSTICA DE Tensión - TEMPERATURA

Power frequency voltage versus time characteristic (TOV)
(initial temperature +60°C) /
Wechselspannungs - Zeit - Kennlinie (TOV)
(Ausgangstemperatur +60°C)



— without prestress / ohne Vorbelastung
- - - prestressed: two line discharges of class 2 / mit Vorbelastung: zwei Rechteckstoßstrombelastungen LK 2
..... continuous operating voltage (U_c) / Dauerspannung (U_c)

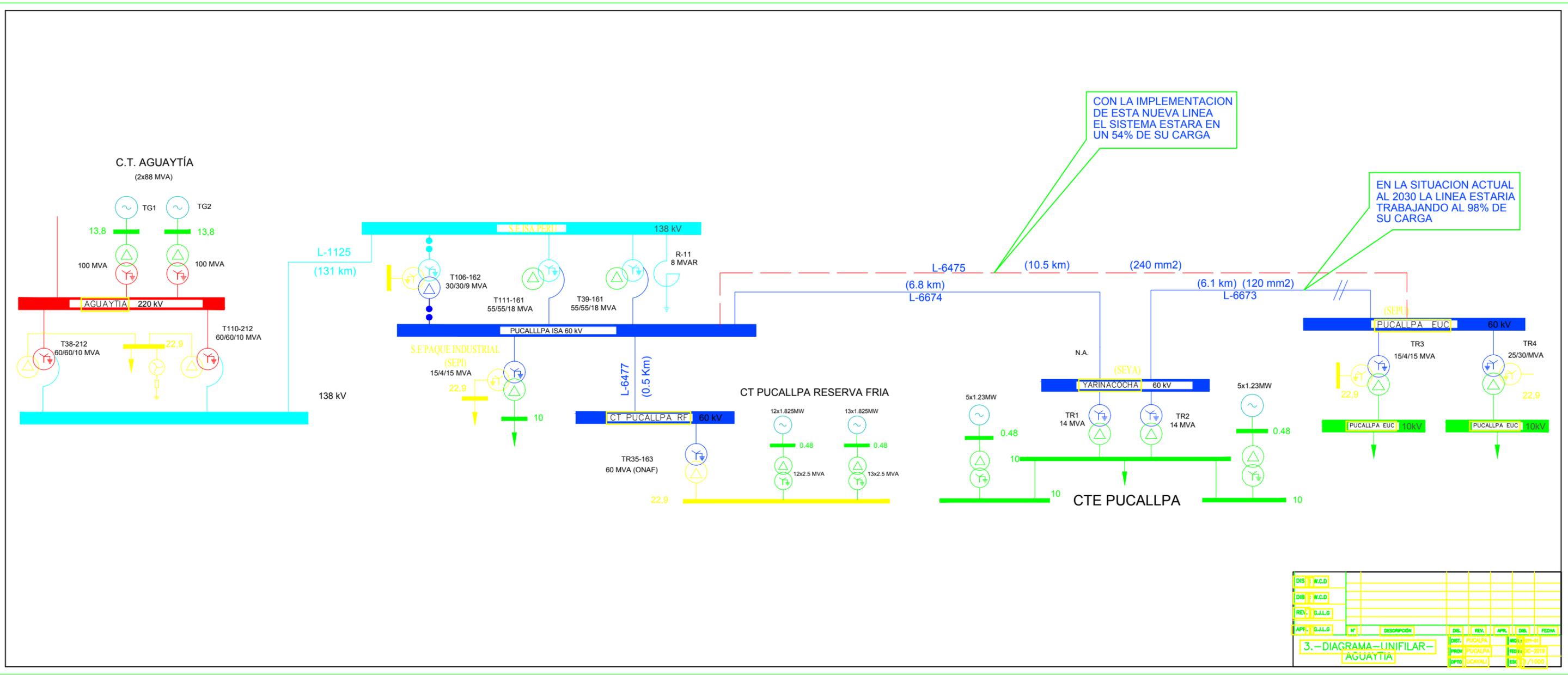
ANEXO 5: TABLA DE TENSIÓN NOMINAL Y TENSIÓN DISRUPTIVA EN SECO EN AISLADORES

TENSION NOMINAL (ENTRE FASE)	TENSION DISRUPTIVA EN SECO NOMINAL DE LOS AISLADORES CORREGIDO A 1000 msnm
kV	kV
60	175

ANEXO 6: TABLA DE NIVEL DE CONTAMINACIÓN SEGÚN TIPO DE ÁREA

Tipo de contamination	Longitud especifica cm/kV	CLASE TIPO
Liviana	1.6	I
Media	2.0	II
Pesada	2.5	III
Muy pesado	3.1	IV

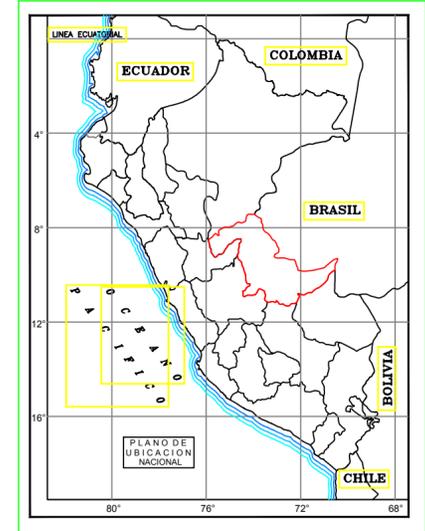
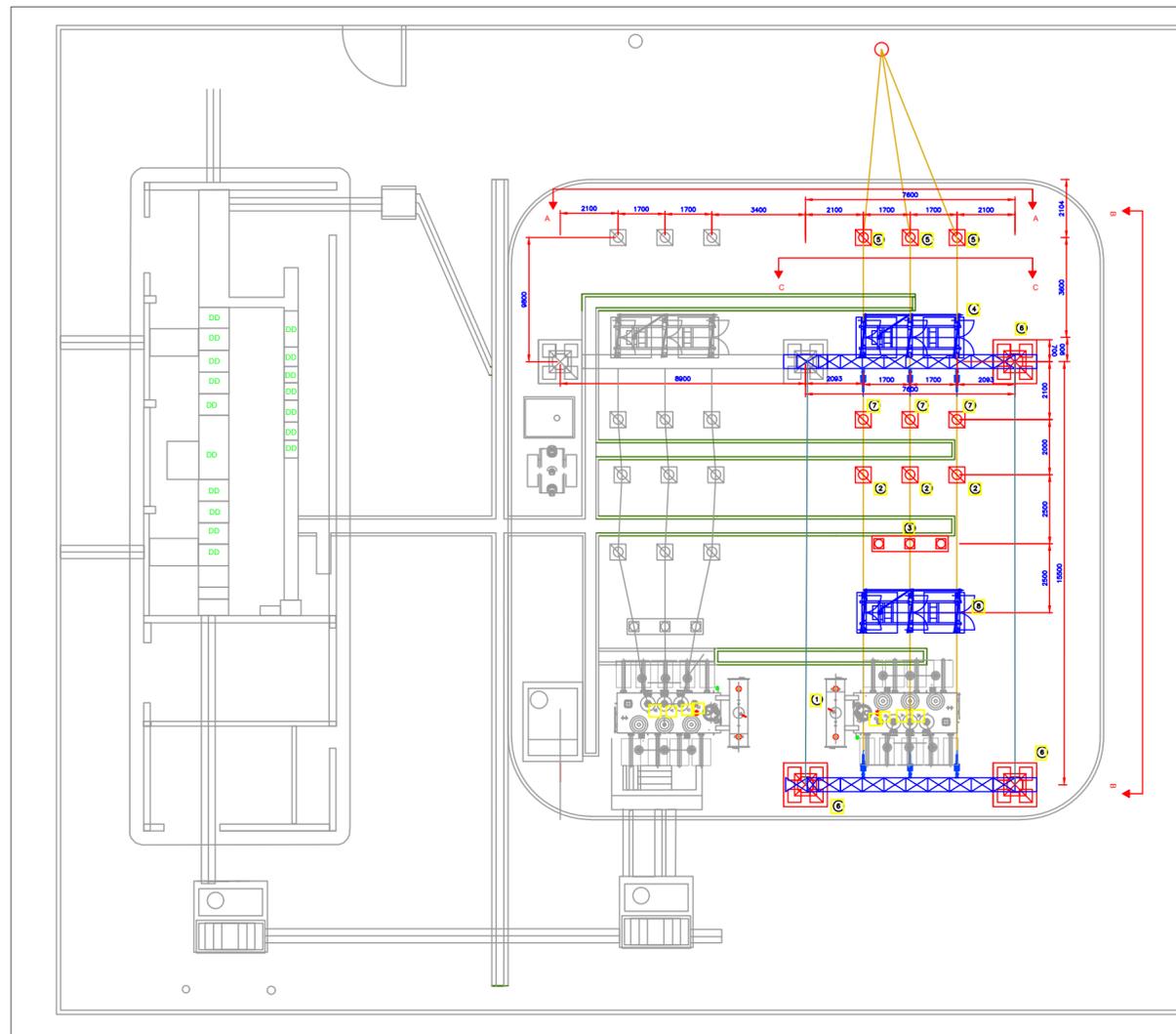
ANEXO 7: DIAGRAMA UNIFILAR DE AGUAYTIA



DIS	W.C.D									
DIB	W.C.D									
REV.	G.J.L.G									
APR.	G.J.L.G									
NO	DESCRIPCIÓN	DIS.	REV.	APR.	DIS.	FECHA				
3.-DIAGRAMA-LINIFILAR-AGUAYTIA							DIST.	PUCALPA	INDIC.	00-01
							PROV.	PUCALPA	RED.	00-2019
							OPRO.	UCAYALI	ESCALA	1/1000

**ANEXO 8: VISTA DE PLANTA DE LA SUBESTACION PARQUE
INDUSTRIAL**

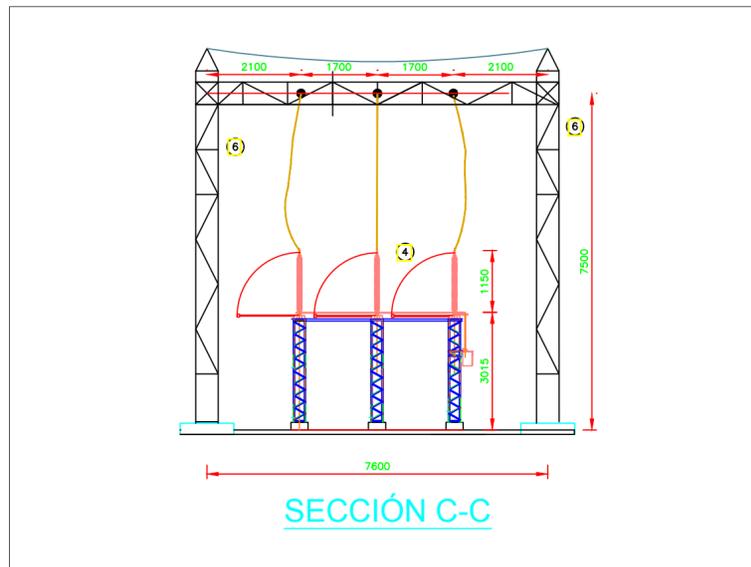
ANEXO 9: VISTA DE PLANTA DE LA SUBESTACION PUCALLPA



LEYENDA DE EQUIPO

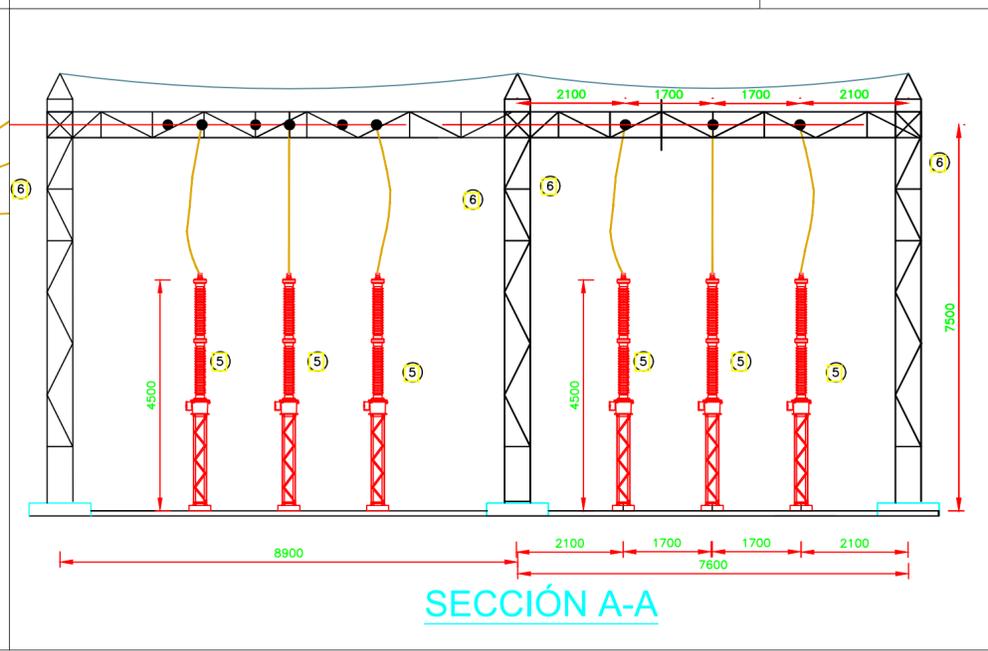
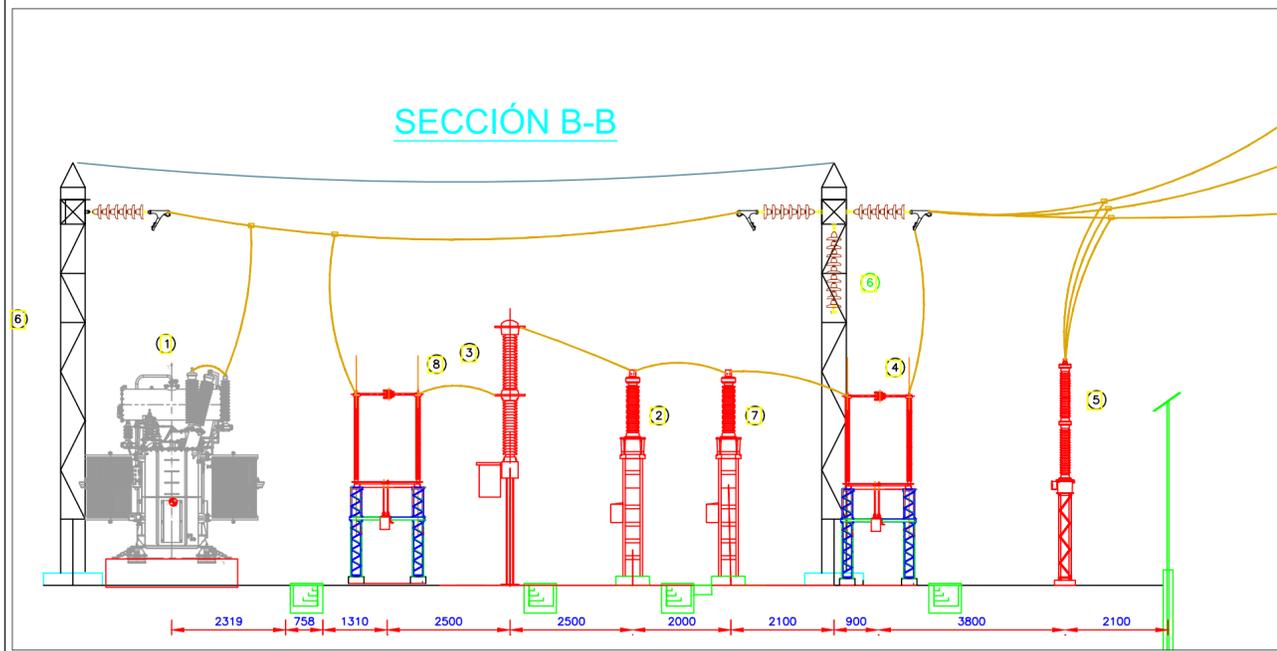
EQUIPOS PARA 60KV

- 1 TRANSFORMADOR DE POTENCIA TRIFASICO 60/22,5/10 W
- 2 TRANSFORMADOR DE TENSION DE 60KV
- 3 INTERRUPTOR DE POTENCIA TRIFASICO 60KV
- 4 SECCIONADOR DE LINEA CON CUCHILLA CON PUESTA A TIERRA
- 5 PARRAYO DE 60KV PARA LINEA
- 6 PUNTO METALICO
- 7 TRANSFORMADOR DE CORRIENTE DE 60 W
- 8 SECCIONADOR DE BARRA



ALTURA DE EQUIPOS SUBESTACION PUCALLPA 60KV

EQUIPOS	HS	HE	HT
PARRAYOS	2450	1050	3800
TRANSFORMADORES DE CORRIENTE	2450	1775	3785
TRANSFORMADOR DE TENCION	1990	1340	3330
INTERRUPTOR DE POTENCIA	1790	2740	4330
SECCIONADOR DE LINEA	2450	1194	3844
SECCIONADOR DE BARRA	2450	1194	3844



NOTA :

1.- ESTE PLANO SOLOMENTE PARA DISPOSICION FISICA DE EQUIPOS DE PATIO

2.- TODAS LAS DIMENSIONES ESTAN DADAS EN mm.

HS : ALTURA DEL SOPORTE
 HE : ALTURA TOTAL DEL EQUIPO
 HT : ALTURA DE CONEXION DEL EQUIPO

DIS.:	W.C.D						
DIB.:	W.C.D						
REV.:	G.J.L.G						
APR.:	G.J.L.G	NO	DESCRIPCION	DIS.	REV.	APR.	DIB.
				DIST.	PUCALPA	ARCH.	SPU-21
				PROV.	PUCALPA	FECH.	DEC-2019
				DPTO.	UCAYALI	ESC.	1/1000

2.-SUPE-VISTA-DE-PLANTA

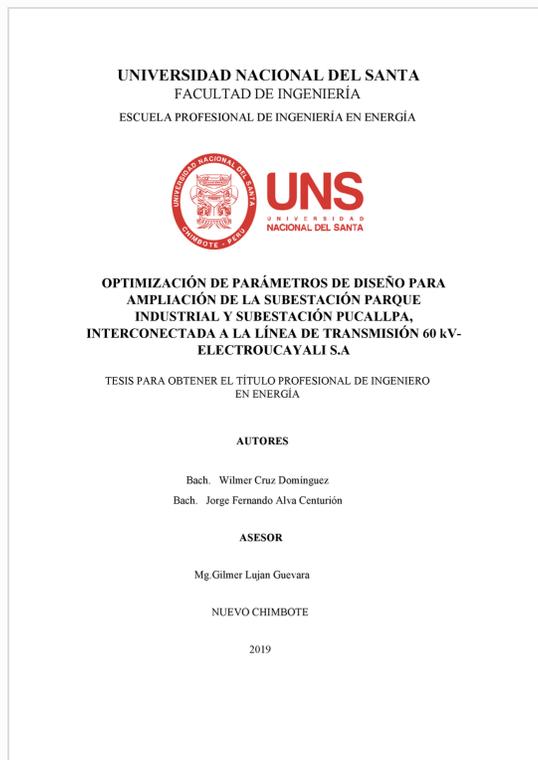


Recibo digital

Este recibo confirma que su trabajo ha sido recibido por **Turnitin**. A continuación podrá ver la información del recibo con respecto a su entrega.

La primera página de tus entregas se muestra abajo.

Autor de la entrega: Wilmer Cruz Domínguez Jorge Fern...
Título del ejercicio: TESIS - PREGRADO - 2019
Título de la entrega: OPTIMIZACIÓN DE PARÁMETROS...
Nombre del archivo: Tesis_Cruz-Alva.docx
Tamaño del archivo: 3.95M
Total páginas: 128
Total de palabras: 20,788
Total de caracteres: 112,040
Fecha de entrega: 15-ago-2019 02:23p.m. (UTC-0500)
Identificador de la entrega: 1160403349



OPTIMIZACIÓN DE PARÁMETROS DE DISEÑO PARA AMPLIACIÓN DE LA SUBESTACIÓN PARQUE INDUSTRIAL Y SUBESTACIÓN PUCALLPA, INTERCONECTADA A LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN 60 kV- ELECTROUCAYALI S.A

INFORME DE ORIGINALIDAD

20%

INDICE DE SIMILITUD

19%

FUENTES DE INTERNET

0%

PUBLICACIONES

3%

TRABAJOS DEL ESTUDIANTE

FUENTES PRIMARIAS

1

repositorio.unh.edu.pe

Fuente de Internet

7%

2

biblioteca.icap.ac.cr

Fuente de Internet

2%

3

sites.amarillasinternet.com

Fuente de Internet

1%

4

aiu.edu

Fuente de Internet

1%

5

cdigital.uv.mx

Fuente de Internet

1%

6

www.rep.com.pe

Fuente de Internet

1%

7

www.ing.unlp.edu.ar

Fuente de Internet

1%

8

tesis.ipn.mx

	Fuente de Internet	1%
9	www.sicoes.gob.bo Fuente de Internet	1%
10	Submitted to Universidad de Jaén Trabajo del estudiante	<1%
11	www.dspace.espol.edu.ec Fuente de Internet	<1%
12	edoc.pub Fuente de Internet	<1%
13	www.elprisma.com Fuente de Internet	<1%
14	www2.schneider-electric.com Fuente de Internet	<1%
15	www.ptolomeo.unam.mx:8080 Fuente de Internet	<1%
16	www.ute.com.uy Fuente de Internet	<1%
17	eprints.uanl.mx Fuente de Internet	<1%
18	www.jbcomunicaciones.com.pe Fuente de Internet	<1%
19	dokumen.tips Fuente de Internet	<1%

20	subestacoiones.blogspot.com Fuente de Internet	<1%
21	vainstein-ingenieros.com Fuente de Internet	<1%
22	imseingenieria.blogspot.com Fuente de Internet	<1%
23	cipermi.com Fuente de Internet	<1%
24	www.uns.edu.pe Fuente de Internet	<1%
25	Submitted to Universidad Catolica De Cuenca Trabajo del estudiante	<1%
26	www.adinelsa.com.pe Fuente de Internet	<1%
27	documents.tips Fuente de Internet	<1%
28	ri.uaemex.mx Fuente de Internet	<1%
29	Submitted to Rochester Institute of Technology Trabajo del estudiante	<1%
30	sisbib.unmsm.edu.pe Fuente de Internet	<1%
31	hblnicad.co.uk	

Fuente de Internet

<1%

32

id.scribd.com

Fuente de Internet

<1%

33

Submitted to Universidad de Lima

Trabajo del estudiante

<1%

34

Submitted to Systems Link

Trabajo del estudiante

<1%

35

www.eerssa.gob.ec

Fuente de Internet

<1%

36

Ricardo Manuel Arias Velásquez. "Insulation failure caused by special pollution around industrial environments", Engineering Failure Analysis, 2019

Publicación

<1%

37

repositorio.unsaac.edu.pe

Fuente de Internet

<1%

38

repositorio.unifei.edu.br

Fuente de Internet

<1%

39

Submitted to Universidad Católica San Pablo

Trabajo del estudiante

<1%

40

Submitted to Collin County Community College

Trabajo del estudiante

<1%

41

iie.fing.edu.uy

Fuente de Internet

<1%

42

Submitted to Universidad Santo Tomas

Trabajo del estudiante

<1%

43

en.wikisource.org

Fuente de Internet

<1%

44

www.procobreperu.org

Fuente de Internet

<1%

45

www.google.com

Fuente de Internet

<1%

46

Submitted to Higher Education Commission
Pakistan

Trabajo del estudiante

<1%

47

www4.gipuzkoa.net

Fuente de Internet

<1%

48

Submitted to Pennsylvania State System of
Higher Education

Trabajo del estudiante

<1%

49

wn.com

Fuente de Internet

<1%

50

www.coursehero.com

Fuente de Internet

<1%

51

www.redpav-fpolar.info.ve

Fuente de Internet

<1%

52	F.P. Dawalibi. "Transient performance of substation structures and associated grounding systems", IEEE Transactions on Industry Applications, 1995 Publicación	<1%
53	www.intec.edu.do Fuente de Internet	<1%
54	www.inval.gov.co Fuente de Internet	<1%
55	grupo-electricidad-2.blogspot.com Fuente de Internet	<1%
56	dispositivosdeproteccion3103.blogspot.com.br Fuente de Internet	<1%
57	ciencias.bc.inter.edu Fuente de Internet	<1%
58	repo.uta.edu.ec Fuente de Internet	<1%
59	www.pedroluisrojas.com Fuente de Internet	<1%
60	"New Trends in Mechanism and Machine Science", Springer Science and Business Media LLC, 2013 Publicación	<1%
61	www.odont.ucv.ve Fuente de Internet	<1%

62

Submitted to Universidad Distrital FJDC

Trabajo del estudiante

<1%

63

Guillermo Aponte, Juan Carlos Castro, Victor Hugo Sanchez, Aicardo Espinoza, Nivaldo Rosales, Miguel Castro. "Contamination level evaluation on Colombian north cost", IEEE Latin America Transactions, 2009

Publicación

<1%

Excluir citas

Apagado

Excluir coincidencias

Apagado

Excluir bibliografía

Activo