



UNIVERSIDAD CÉSAR VALLEJO

FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA
ELÉCTRICA

**“Estudio de coordinación de aislamiento para la
subestación eléctrica yungas 220 kv”**

TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

Ingeniero Mecánico Electricista

AUTOR:

Alarcón Moreno, Rommel Javier (ORCID: 0000-0002-7323-8277)

ASESOR:

Ing. Castro Anticona, Walter Miguel (ORCID: 0000-0002-8127-4040)

LÍNEA DE INVESTIGACIÓN:

Generación, Transmisión y Distribución

TRUJILLO – PERÚ

2020

DEDICATORIA

Dedico el presente trabajo a mi madre por siempre motivarme a salir adelante y enseñarme a ser responsable, a mi hermana mayor y hermanos, que me han dado su apoyo cuando lo he necesitado.

Para mi esposa por motivarme a salir de mi zona de confort, alentarme a creer en mí, a mi hijo por varios fines de semana que no puede estar a su lado.

Muchísimas gracias a todos los integrantes de mi familia, sin algunos de ellos, no hubiera logrado cumplir este gran reto de terminar mi segunda carrera profesional.

AGRADECIMIENTO

Doy gracias a Dios, por darme salud y vida.

A la Universidad César Vallejo y a todos mis formadores, personas de gran sabiduría que se han esforzado en brindarme lo mejor de sí.

A mi asesor, Mg. Walter Miguel Castro por su tiempo brindado durante la revisión y desarrollo de la presente tesis.

A la Dra. Maria Armas como docente universitaria, guía metodológica siempre dispuesta a ayudar.

Al Ing. Kamal Rafael Arreaza, amigo externo, que me enseñó como realizar el estudio de coordinación de aislamiento para la presente tesis.

Finalmente, para todas aquellas personas que formaron parte de mi segunda especialidad de esta bonita carrera.

Índice de contenidos

Carátula.....	i
Dedicatoria.....	ii
Agradecimiento.....	iii
Índice de contenidos	iv
Índice de tablas.....	v
Índice de figuras	vii
I. INTRODUCCIÓN	1
II.MARCO TEÓRICO	8
III. METODOLOGÍA	17
3.1. Tipo y diseño de investigación	17
3.2. Variables y Operacionalización	17
3.3. Población, muestra y muestreo	19
3.4. Técnicas e instrumentos de recolección de datos.....	19
3.5. Procedimientos	19
3.6. Método de análisis de datos.....	19
3.7. Aspectos éticos.....	19
IV. RESULTADOS	20
V. DISCUSIÓN.....	67
VI. CONCLUSIONES.....	70
VII. RECOMENDACIONES.....	71
REFERENCIAS	72
ANEXOS.....	76

Índice de tablas

Tabla 1. Niveles de aislamiento estandarizados, Norma IEC-60071 Gama o Rango I ($1\text{kV} < U_m < 245$ kV).....	11
Tabla 2. Se muestra las clases y formas de tensiones y sobretensiones.	13
Tabla 3. Tabla de operacionalización de variables	18
Tabla 4. Tensión base.....	21
Tabla 5. En la presente table de muestra los valores y niveles de aislamiento estándar para el Rango I ($1\text{kV} < U_m < 245$ kV).....	22
Tabla 6. Valores de K_d por rechazo de carga	24
Tabla 7. Valores de sobretensiones representativas de frente lento o maniobra	24
Tabla 8. Valores de U_{e2} para extremo remoto y extremo local.....	26
Tabla 9. Selección de las sobretensiones representativas por Maniobras.....	28
Tabla 10. Factor A para líneas aéreas	32
Tabla 11. Factores de conversión de prueba para el Rango I	36
Tabla 12. Relación entre el nivel de soportabilidad al impulso tipo rayo y las distancias mínimas en el aire.....	39
Tabla 13. Características Eléctricas y Ambientales operación del Proyecto.....	45
Tabla 14. Niveles protección para la selección de Pararrayos	46
Tabla 15. Elección de corriente nominal de descarga	49
Tabla 16. Selección de corriente de descarga para impulso tipo maniobra	49
Tabla 17. Determinación de la tensión máxima del sistema	51
Tabla 18. Valores de sobretensiones temporales	52
Tabla 19. Valores de sobretensiones representativas de frente lento U_{e2}	53
Tabla 20. Resultado de los valores de sobretensiones representativas de frente lento U_{p2}	53
Tabla 21. Valores de sobretensiones representativas de frente lento para los equipos de entrada de línea y otros equipos.....	54
Tabla 22. Resultado del cálculo de sobretensiones temporales.....	55
Tabla 23. Resumen de valores de factor K_{cd} para sobretensiones de frente lento	56
Tabla 24. Valores de sobretensiones de frente lento (Maniobra o Suicheo).....	56
Tabla 25. Selección del tipo de línea.....	57
Tabla 26. Valores de sobretensiones de frente rápido	58
Tabla 27. Resultados de Valores de tensiones soportadas especificadas (U_{rw})	61
Tabla 28. Factores de conversión de prueba para el Rango I	62
Tabla 29. Valores de tensión de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial (SDW) ...	62
Tabla 30. Valores de tensión de soportabilidad del impulso tipo rayo (LIW).....	63
Tabla 31. Resumen de las tensiones soportadas especificadas mínimas	63
Tabla 32. Elección de las tensiones normalizadas	64

Tabla 33. Determinación de voltajes soportados de impulso tipo rayo de tasa estándar y mínimas de aire	65
Tabla 34. Valores mínimos de distancia fase – tierra y distancia fase – fase en el aire	66

Índice de figuras

Figura 1. Da a conocer el diagrama unifilar del proyecto concesión YANA, en la cual se indica la longitud de la línea de transmisión de la subestación Yungas, así como las subestaciones asociadas.	5
Figura 2. Se muestra valores típicos de los diferentes sobrevoltajes	16
Figura 3. Pararrayos PEXLIM, partes y su diseño básico.	16
Figura 4. Organigrama para la determinación del nivel de aislamiento nominal o estándar	20
Figura 5. Rango de 2% de sobretensiones de frente lento en el extremo receptor debido a la energización y energización de la línea.....	25
Figura 6. Relación entre los valores del 2% de las sobretensiones de frente lenta fase - fase y fase - tierra	26
Figura 7. Kcd - Factor determinístico de coordinación	29
Figura 8. Método para encontrar factor determinístico de coordinación Kcd	29
Figura 9. Longitud equivalente del descargador de sobretensión	32
Figura 10. Determinación exponente m y la tensión de coordinación impulso de maniobra	34
Figura 11. Resumen de los valores de soportabilidad requeridos.....	38
Figura 12. Vista en planta general de la S.E. Yungas 220 kV	40
Figura 13. Se muestra la alimentación de llegada desde la subestación Yaros en 220 kV y la salida hacia la subestación Antamina en 220 kV.....	41
Figura 14. Se muestra la salida de interconexión desde la subestación Yungas hasta la subestación Vizcarra en 220 kV.	42
Figura 15. Yungas 220 kV, diagrama unifilar de conexión al sistema.	43
Figura 16. Curva típica de sobretensión de pararrayos.....	48
Figura 17. Datos referenciales de pararrayos de 192 kV	50
Figura 18. En la presente figura se muestra el método del cálculo de sobretensión representativa	52
Figura 19. En la presente figura se muestra los valores Up_2	53
Figura 20. Determinación del Factor de coordinación de determinístico Kcd.....	55
Figura 21. Longitud equivalente del descargador de sobretensión	57
Figura 22. Determinación exponente m tensión de coordinación impulso de maniobra.....	60

RESUMEN

En la última década la economía en el Perú se ha venido modernizando se ha observado el aumento de proyectos industriales, mineros y el requerimiento eléctrico del sector residencial se ha incrementado. El sector eléctrico en el Perú ha tenido un importante desarrollo. Tuvo un crecimiento medio cerca del 8% anual. Por ende, el estado peruano a través de la concesionaria eléctrica debe construir subestaciones nuevas y realizar ampliaciones de subestaciones existentes para reforzar y dar confiabilidad al sistema de transmisión en la zona centro del país.

Las normas IEC-60071-1 y IEC- 60071-2, y su metodología descrita han sido imprescindible para efectuar el estudio de coordinación aislamiento para la subestación eléctrica Yungas.

De acuerdo con el análisis del estudio se determinó posibles sobretensiones que aparecen sobre la subestación Yungas. Por lo cual se tuvo que seleccionar descargadores de sobretensión, como elemento de protección ante sobretensiones, este procedimiento se realizó con las normas IEC 60099-4 y 60099-5.

Las sobretensiones a frecuencia industrial: con el valor de 460 kV fase-tierra (fase-fase= $460 \text{ kV} * \sqrt{3} = 796 \text{ kV}$) de la tabla 2 del estándar IEC 60071-1: 2019 se cubren tanto los voltajes de fase a tierra como los de fase a fase obtenidos en el estudio.

Finalmente, las sobretensiones de frente rápido (Tipo Rayos): con el valor de 1050 kV de la tabla 2 del estándar IEC 60071-1: 2019, se cubren los voltajes de fase a tierra con respecto al aislamiento externo para los equipos en la entrada, también los que se encuentran dentro de la subestación, así como el aislamiento interno obtenidos en el estudio. Sin embargo, no se cubren los voltajes de fase a fase del aislamiento externo de todos los equipos, en la subestación cuyo valor obtenido es de 1355 kV para los equipos se encuentran ubicado en la entrada de la subestación y de 1108 kV en los equipos dentro de la subestación. Para solucionar este punto técnica y económicamente factible, por ser voltajes de fase a fase se incrementará esta distancia entre las fases de los equipos según la tabla A1 de la guía IEC 60071-1: 2019 la cual se muestra en la tabla 33.

Palabras clave: Coordinación, sobretensiones, aislamiento, tensiones.

ABSTRACT

In the last decade, the economy in Peru has been modernizing, an increase in industrial and mining projects has been observed, and the electrical requirement of the residential sector has increased. The electricity sector in Peru has had an important development. It had an average growth of about 8% per year. Therefore, the Peruvian state, through the electricity concessionaire, must build new substations and carry out extensions to existing substations to reinforce and give reliability to the transmission system in the central area of the country.

Standards IEC-60071-1 and IEC-60071-2, and their described methodology have been essential to carry out the insulation coordination study for the Yungas electrical substation.

According to the analysis of the study, possible overvoltages that appear on the Yungas substation were determined. For this reason, surge arresters had to be selected as an element of protection against overvoltages, this procedure was carried out with the standards IEC 60099-4 and 60099-5.

Overvoltages at industrial frequency: with the value of 460 kV phase-earth (phase-phase = $460 \text{ kV} * \sqrt{3} = 796 \text{ kV}$) from table 2 of the standard IEC 60071-1: 2019 both phase-to-earth voltages are covered like those from phase to phase obtained in the study.

Finally, fast-front overvoltages (Lightning Type): with the value of 1050 kV from table 2 of the IEC 60071-1: 2019 standard, the phase-to-ground voltages are covered with respect to the external insulation for the equipment at the input, also those that are inside the substation, as well as the internal insulation obtained in the study. However, the phase-to-phase voltages of the external isolation of all the equipment are not covered, in the substation whose value obtained is 1355 kV for the equipment located at the entrance of the substation and 1108 kV in the equipment inside of the substation. To solve this technically and economically feasible point, since they are phase to phase voltages, this distance between the phases of the equipment will be increased according to table A1 of the IEC 60071-1: 2019 guide, which is shown in table 33.

Keywords: Coordination, overvoltages, isolation, voltages.

I. INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica que se obtiene en los generadores son elevadas en las subestaciones de salida a niveles de tensión de 500kV y 220kV apropiados para el transporte. En el sistema de distribución se invierte el proceso, reduciendo su tensión hasta niveles de 380 y 220 voltios adecuados para el consumo particular, comercial e industrial. Los sistemas de potencia pueden ser divididos en tres inmensos subsistemas: Generación, transmisión y distribución (Coto, 2002, p.3).

La energía es un ingrediente básico para el crecimiento de la sociedad. Sin ella, las poblaciones viven en la opacidad, los servicios básicos como los centros educativos y médicos se ven gravemente afectados, y las organizaciones actúan bajo difíciles condiciones. Con la energía es posible la invención, las inversiones y las nuevas industrias que son los propulsores de nuevas oportunidades laborales y dan paso al crecimiento de economías enteras. En la actualidad, cerca de 1000 millones de individuos aún viven sin electricidad, y 100 millones más viven con un abastecimiento poco confiable e insuficiente (Banco Mundial, 2018).

La electricidad tiene diversas aplicaciones y usuarios, tales como: comerciales, industriales, poblacionales, las comunicaciones, los usos residenciales, etc. Con la electricidad nace el teléfono, sistemas de refrigeración mecánica y la radio, los cuales permiten el avance y desarrollo de vida en áreas inhóspitas del universo; el alumbrado en zona residencial y urbana, la extensión a 24 horas los horarios de trabajo del día y en consecuencia, el aumento de la fabricación comercial e industrial; las telecomunicaciones; las vías de comunicación urbanas tales como autobuses eléctricos y trenes; los avances industriales, así como el proceso químico (electrólisis), punto de partida en el cual se sustrae metales como el aluminio, desde la roca blanda Bauxita, entre gran cantidad de utilidad (Hall,2016).

La subestación, se compone por aparatos en alta tensión, elementos de control, elementos de protección y medición, incluidos los materiales de las ducterías de los sistemas eléctricos, empleados en las áreas de las subestaciones eléctricas (conocido como Aparamenta). Las labores que cumple son: cambio de tensión, frecuencia, rectificador, cantidad de fases, balance del f.d.p (factor de potencia) y comité de circuitos (02 a más), (Trashorras, 2016, p.46).

Existen diversas subestaciones en el sector eléctrico, entre las cuales se puede resaltar 02 de ellas, la primera es la subestación convencional o abierta conocidas como subestaciones aisladas en aire (AIS – Air Insulated Substation), los equipos se colocan a la intemperie, de tal modo que su aislamiento con respecto a un nivel de tensión se consigue en el aire a presión atmosférica. La segunda es la subestación encapsulada también conocida como subestación aislada en gas (GIS – Gas Insulated Substation), en la cual sus elementos se colocan en tuberías de metal, de manera que su nivel aislamiento de tensión se consigue con un gas distinto del aire, generalmente SF6 a condiciones de presión, por arriba de la atmosférica (Mejía Villegas, 2016, p.3).

Los sistemas eléctricos la mayor parte del tiempo operan en modo permanente, por lo tanto, son diseñados para operar en el peor de los casos, a las que pueden permanecer sujetos, estas condiciones extremas normalmente ocurren en localizaciones transitorias, por tal motivo para un proyecto de sistema eléctrico de energía se debe demarcar las condiciones transitorias y no único por trato permanente (Vaca, 2011).

Una significativa perspectiva en la evaluación de fenómenos transitorios son los eventos de que a través de equipo físicos tangibles que pertenecen al sistema eléctrico pueden poseer distintas formas de representación a partir de la capacidad de la dificultad que se esté evaluando. De este modo, una LT (línea de transmisión) que transporta energía eléctrica puede ser referido igual que una sección de corta de barra, por una línea larga infinita o como una inductancia, capacitancia o resistencia , similar manera un reactor ó transformador que pueden ser representados a través de una red de capacitancia, por una inductancia o por una combinación de los dos (Vaca, 2011).

Los transitorios pueden originarse por descargas atmosféricas, maniobras o fallas, alcanzando generar transitorios electromecánicos, sobre corrientes, sobre voltajes, apariencias de ondas anormales que impactan de manera considerable a la red eléctrica. Entonces las instalaciones eléctricas y equipos están propicios y expuestos a sobrevoltajes que pueden provocar fallas o averías y afectar su aislamiento (Vaca, 2011).

La evaluación de los sobrevoltajes es de elemental importancia, para tomar la determinación del valor de aislamiento, el cual se va elegir para los diferentes equipos del sistema eléctrico, por ejemplo los dispositivos y los medios de protección que es esencial instalar son llamados equipos primarios. A la elección de equipos de protección, estudios de sobretensiones, selección de aislamientos se le llama “Coordinación de aislamiento” (Vaca, 2011).

En el Perú las concesionarias eléctricas debe cumplir con el procedimiento N°20, el cual es un documento en donde se plantea los requerimientos, responsabilidades, disposiciones y procedimientos esenciales para la modificación, enlace y exclusión de instalaciones eléctricas al Sistema Eléctrico Interconectado (SEIN), como también el comienzo y cierre de la etapa de operación comercial (OC), para unidades, centrales de generación, ingreso de subestaciones de transmisión, conforme a las normas que reglamentan las competencias del COES (PR 20, 2013).

Los estudios de Pre-Operatividad (EPO) y operatividad (EO) se llevan a cabo en el Perú. La realización de los estudios de Pre-Operatividad (EPO) son de carácter obligatorio para reubicación de instalaciones y para nuevas instalaciones. En caso de proyectos de repotenciación, reconstrucción, remodelación y/o ampliación de componentes y equipos en instalaciones e infraestructuras existentes, la entidad privada el COES evaluará la entrega del EPO (COES, 2013).

En la región norte del país concerniente a la subestación eléctrica Chiclayo Nueva 500/220 kV, hicieron el estudio de coordinación aislamiento, en donde mencionan que los sistemas eléctricos de potencia están expuestos a sobretensiones de origen externos (descargas atmosféricas) e internos (maniobras, fallas monofásicas) que pueden afectar el aislamiento de los equipos, ocasionar grandes pérdidas económicas y provocar interrupción del servicio. Pronosticar la raíz de las sobretensiones, determinar con certeza su valor y conocer las características más relevantes son labores primordiales para una adecuada elección del aislamiento, para los bienes a cuidar estos aislamientos y procedimientos para reducir o mitigar el nivel de las sobretensiones (Rojas, 2012).

El (COES), mediante el informe COES/DP-SNP-035-2013: Categorización del Sistema de Transmisión, divide en 15 Áreas Operativas (AO) al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). En ese sentido, las instalaciones comprendidas en esta investigación pertenecen al Área Operativa Centro (AOC) N° 7, 8, 9, 10 y 11(COES, 2013).

Con el objetivo de reforzar el sistema eléctrico en la parte central del país, además la deyección de generación excedente desde el distrito del Mantaro hasta Lima, satisfacer la demanda prevista y garantizar la eficiencia en la transmisión dentro del AOC, ingresará a este sistema dos proyectos, los cuales son: proyecto COYA “Enlace 500 kV Mantaro-Nueva Yanango (Campas)-Carapongo y Subestaciones Asociadas” y el proyecto YANA “Enlace 500 kV Nueva Yanango (Campas)-Nueva Huánuco (Yaros) y Subestaciones Asociadas”.

Las líneas de transmisión del proyecto YANA “Enlace 500 kV Nueva Yanango (Campas)-Nueva Huánuco (Yaros) y Subestaciones Asociadas”, tienen como ingreso previsto para el año 2021, el cual tendrá la siguiente configuración mostrada en la Figura N°1, en ello se contempla las interconexiones de las líneas L-5023, L-2158, L-2154 y L-1149 (SEIN).

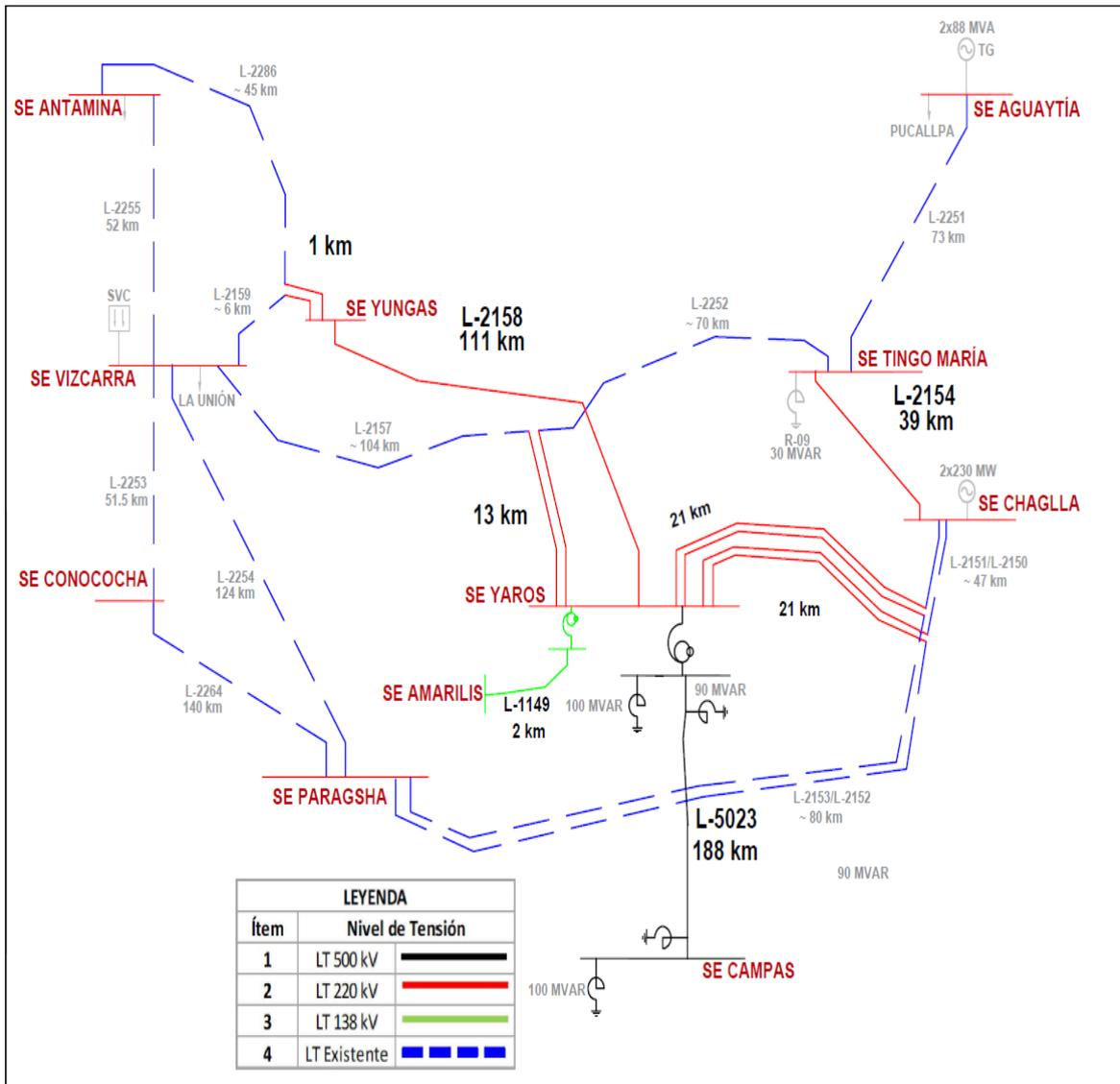


Figura 1. Da a conocer el diagrama unifilar del proyecto concesión YANA, en la cual se indica la longitud de la línea de transmisión de la subestación Yungas, así como las subestaciones asociadas.

Fuente: Consorcio Transmantaro S.A. (2019).

En base a todo lo comentado anteriormente, se puede decir que es sumamente importante realizar la coordinación de aislamiento para una subestación eléctrica de potencia (SEP), para ello la comisión electrotécnica internacional (IEC) cuenta con la norma IEC-60071 que nos permitirá realizar dicho estudio. Los valores de aislamiento para los equipos se consiguen a través del uso de la metodología de la norma IEC-60071, para lo cual se necesita los siguientes parámetros: ubicación en altitud (m.s.n.m) de la subestación eléctrica (S.E.), sobretensiones en el sistema

que pueda ocurrir, condiciones atmosféricas, indicio de falla de equipo y salida de las líneas que serán enlazadas a la subestación a estudiar.

Por lo tanto, el presente trabajo tiene la finalidad de dar a conocer el “Estudio de Coordinación de Aislamiento para la Subestación Eléctrica Yungas 220 kV”, el cual pertenece al proyecto YANA “Enlace 500 kV Nueva Yanango-Nueva Huánuco y Subestaciones Asociadas” conforme a la recopilación, evaluación y revisión de datos requeridos para el análisis y estudio de eventos temporales, de tipo rayo y maniobra.

Para la coordinación de aislamiento y su estudio, se realizará cálculos de sobretensiones a través de unas ecuaciones matemáticas que se encuentran establecidas y respaldadas en la norma IEC 60071-2, identificar valores de aislamiento para equipos de patio, cálculos de las tensiones normalizadas y distancias de seguridad.

Debido a todo lo expuesto, la formulación del problema en la presente investigación sería: ¿Qué pasos, criterios y parámetros de las Normas IEC 60071-1 e IEC 60071-2, para llevar a cabo el correcto estudio de coordinación de aislamiento de la subestación eléctrica Yungas?

El presente trabajo de investigación presenta las siguientes justificaciones: teórica, metodológica y social.

La justificación teórica: Las redes eléctricas e instalaciones pueden estar sometidas a sobrevoltajes que afecten a su aislamiento y causen averías o fallas. Los sobrevoltajes se originan como consecuencias de descargas atmosféricas, fallas y maniobras y su análisis es importante para determinar tanto el nivel de aislamiento con el que se deben elegir los elementos de un sistema como los medios o dispositivos de protección que son esenciales instalar .

Bajo ese contexto se realizó el estudio de la coordinación de aislamiento para la subestación eléctrica Yungas 220 kV, respaldado en la Norma IEC 60071.

Los resultados facilitaron establecer el nivel de aislamiento para los equipos en 220 kV.

Justificación metodológica: La metodología con la que se realizó este estudio para la SE Yungas fue a base de las normas “IEC 60071-1 e IEC 60071-2”, a través de hojas de cálculo en Microsoft Excel.

Garantizando así el reciente estudio a través de una Norma estandarizada generando confiabilidad y seguridad.

Justificación social: El presente trabajo tiene por justificación social el estudio previo a la operación de la subestación eléctrica Yungas y su influencia directa a esta. Teniendo en claro que, al efectuar un adecuado estudio de coordinación de aislamiento se podrá garantizar la operación de energía eléctrica a los beneficiarios finales del equipamiento y también la permanencia del suministro al SEIN.

Basándose en la formulación del problema, para la investigación se presenta la siguiente hipótesis:

La realización de un estudio de coordinación de aislamiento de una subestación permitirá determinar la soportabilidad de los equipos de alta tensión en referencia a los esfuerzos de tensión que ocurren en el sistema eléctrico, considerando las características de los componentes de protección.

Dando solución al problema, se plantea el siguiente objetivo general:

Evaluar los parámetros que brinda la Norma IEC 60071, con sus publicaciones IEC 60071-1 e IEC 60071-2, para realizar el estudio de coordinación de aislamiento para la subestación eléctrica Yungas, asociado al proyecto eléctrico “Enlace 500 kV Nueva Yanango-Nueva Huánuco y Subestaciones Asociadas”.

Para lograr el objetivo general, se plantea los siguientes objetivos específicos:

- a) Descripción de la metodología para realización de la coordinación de aislamiento.
- b) Descripción de la instalación de la subestación eléctrica Yungas 220 kV.
- c) Determinar las características de los descargadores de sobretensión (pararrayos) para una selección que se aplique en la subestación Yungas 220 kV.
- d) Determinar y analizar el nivel de aislamiento para los equipos de la S.E. Yungas 220 kV.

II. MARCO TEÓRICO

El presente trabajo de investigación se sustenta a través de trabajos anteriores relacionados al asunto. Como también la revisión de teorías y enfoques conceptuales. Entre las cuales se nombran los siguientes antecedentes nacionales e internacionales sobre estudios, evaluación y análisis de la coordinación de aislamiento de subestaciones eléctricas (SEs):

Con respecto a estudios de coordinación de aislamiento, se encontró una tesis en la literatura, en el cual los autores (Díaz y Narváez, 2015), realizaron coordinación de aislamiento y evaluaron distancias eléctricas de una subestación eléctrica de 220 kV a 500 kV para altitudes que van de 500 - 5500 m.s.n.m. Se realizaron los cálculos guiándose por medio de la norma IEC 60071-2. No recomiendan inferir los resultados prácticos conseguidos en altitudes de 5000 m.s.n.m. a sitios con superior altitud. De acuerdo a ley de Pashen, en el cual se menciona que de acuerdo a la medida que baje la presión, se obtiene una menor rigidez dieléctrica, después, a mayores reducciones de presión, la tensión de disrupción eléctrica se vuelve a elevar.

Un autor (Arias, 2015), en su estudio aclara la sistemática para la modulación y simulación de transitorios para subestaciones de alta tensión (AT) 230 kV- 500 kV. Para lo cual utilizó software ATP y su interfaz gráfica ATPDRAW. También menciona que los parámetros eléctricos y geométricos de cada elemento del sistema, deben tenerse en cuenta para la simulación, la frecuencia de operación de la red y de los fenómenos transitorios a estudiar. En sus resultados adquiridos en cada simulación, se percibe que uno de los parámetros que más ayuda en la severidad del transitorio es el voltaje de la red, ya que los resultados más críticos que obtuvo fueron para la tensión de 500kV. Y como medida mitigación para estos fenómenos transitorios se menciona el uso de la resistencia pre-inserción, mando sincronizado, descargadores de sobretensión y capacitancias en simultaneo con los interruptores, ya que muestran ser muy eficaces en la reducción del impacto de las maniobras sobre el sistema.

En su trabajo de investigación los autores (Pilco y Rodríguez, 2016), desarrollaron el estudio de operatividad de la interconexión entre las barras en 138V de la Central Hidroeléctrica Machupicchu y Subestación Suriray. Para ello, desarrolló mediante cálculos de flujos de potencia, análisis de corto circuito, perfiles de

tensiones en barra, cargabilidad de líneas, mediante el software Power Factory Digsilent 15.01. Llegó a la conclusión que la interconexión proyectada sería una vía de ecuación adyacente, dando mayor seguridad en la operación del sistema, garantizando la continuidad de servicio, evitándose de esta manera congestiones y sobrecargas en las líneas, ya que sin la existencia de dicha interconexión las cargabilidades en líneas obtenidas entre 95% y 106% encontrándose al límite de su capacidad, en contingencias las caídas de tensión sobrepasan el límite normado (2.5%), alcanzando valores de 3.06%, 2.68%, 2.72% entre otros, en cuanto a los perfiles de tensión de barras los más críticos oscilan entre 0.91 y 0.94 p.u; posteriormente al considerar la interconexión, las cargabilidades de las líneas se encuentra entre 52% y 57%, las caídas de tensión de las barras logran mantenerse en un rango aceptable de operación (0.95 – 1.05 p.u).

Se encontró otro autor (Torres, 2019), que en su trabajo de suficiencia para el nivel de media tensión, hizo la aplicación de la norma, “IEC-60071-2 y la IEC-60071-1” para la adecuada elección del grado de aislamiento para el suministro de equipos de la S.E. Raura en 33 kV y 10 kV. La metodología de su estudio está basada en la norma IEC-60071. Concluye instalar descargadores de sobretensión (pararrayos) en línea y en la subestación y ubicarlos junta al transformador, para la protección del equipo y una mejor coordinación de aislamiento, previniendo así que el aislamiento de los equipos expuestos a sobretensiones que pueda dañarlo. Recomienda que se realice el mantenimiento o el mejoramiento de la malla a tierra para mantener valores de medidas de ohmiaje de puesta a tierra bajos ($\leq 10\Omega$), con el fin que los pararrayos funcionen sin inconvenientes. También se debe verificar las distancias de seguridad, por motivos de probables defectos a tierra o cebado de arco en medio de las fases de las disposiciones físicas de las SEs.

Una vez levantada la información, o mostrado los trabajos significativos en esta presente tesis, también se dará a conocer los conceptos, el que ayudarán a complementar la información y entender la tesis.

La Coordinación de aislamiento, es la elección de la rigidez dieléctrica para un equipo, según con las tensiones que puedan presentarse en el sistema eléctrico por lo cual el equipo actuara tomando en cuenta las condiciones de servicio y características técnicas de los dispositivos de seguridad contra sobretensiones disponibles (Mejía Villegas, 2006, p. 60).

Descargas atmosféricas, se relacionan a las nubes de tormenta, esta clase de nubes tienen en su interior sectores con carga eléctrica de signo distinto, llamadas medios de carga, manifestándose intensos campos eléctricos al interior de una misma nube, dentro de nubes y a través de nube y tierra. La descarga se genera cuando los campos sobrepasan el umbral el cual produce la ruptura del aire como dieléctrico (Mangano, Mauro y Suarez, 2015, p.1)

Aislamiento externo, consiste en distancias en el aire a través de las superficies del aislamiento sólido en contacto con el aire, que están sujetas a esfuerzos de la atmósfera y a los esfuerzos eléctricos (Mejía Villegas, 2006, p. 59).

Aislamiento interno, reside en la parte gaseosa, sólida y líquida del aislamiento del equipo, ya que está protegida de los efectos de la atmósfera por las cubiertas del equipo (Mejía Villegas, 2006, p. 60).

Aislamiento auto regenerativo, es aquel que se repone completamente sus propiedades de aislamiento luego de un flameo (Mejía Villegas, 2006, pág. 59).

Aislamiento no auto-regenerativo, es aquel que pierde sus propiedades de aislamiento, o no las recupera completamente, luego de una descarga disruptiva (Mejía Villegas, 2006, p. 59).

Niveles de Aislamiento Normalizado, la rigidez dieléctrica de un aislamiento se puede definir a través del nivel de aislamiento normalizado, el cual representa un conjunto de tensiones de soportabilidad normalizada asociado al voltaje más alto en condiciones permanentes (U_m) a la que estará expuesto el equipamiento eléctrico (IEC-60071-1, 2006, p.23):

Se recomienda niveles de aislamiento normalizados para tensiones asignadas de los sistemas eléctricos, en dos tipos de rangos de sobretensiones, rangos I y II, que se detalla en las tablas 2 y 3, los niveles de aislamiento nominales, con su respectiva tensión normalizada soportada según la norma IEC-60071-1-2019, y ellos se encuentran en dos categorías: CATEGORÍA I: Tensiones (1 kV = Categoría I = 245 kV) y CATEGORÍA II: Tensiones (Categoría II = 245 kV).

En vuestro estudio se hará uso de la tabla 2, concerniente a los Niveles de Aislamiento Normalizado IEC-60071 Gama I ($1\text{kV} < U_m \leq 245\text{ kV}$), el cual se muestra en la tabla 1 del presente trabajo.

Tabla 1. Niveles de aislamiento estandarizados, Norma IEC-60071 Gama o Rango I (1kV<Um 245 kV).

Tensión más elevada para el material (Um) 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 de cresta)
3,6	10	20
		40
7,2	20	40
		60
12	28	60
		75
		95
17,5 ^a	38	75
		95
24	50	95
		125
		145
36	70	145
		170
52 ^a	95	250
72,5	140	325
100 ^b	(150)	(380)
	185	450
123	(185)	(450)
	230	550
145	(185)	(450)
	230	550
	275	650
170 ^a	(230)	(550)
	275	650
	325	750
245	(275)	(650)
	(325)	(750)
	360	850
	395	950
	460	1050

NOTA: Si los valores entre paréntesis se consideran insuficientes para demostrar que se cumplen los voltajes de resistencia fase a fase, se necesitan pruebas de tensión de resistencia fase a fase adicionales.

^a Estos valores de Um son no referidos en IEC 60038 y por lo tanto rara vez utilizados. Estos valores no deben utilizarse para los sistemas nuevos que se construyan en el futuro.

^b Este valor de Umno se menciona en la norma IEC 60038, pero se ha introducido en el rango I en algunas normas de aparatos.

Fuente: Traducción libre de la norma IEC 60071-1, 2019, p. 22

Procedimientos con respecto a la coordinación de aislamiento, la relación de tensiones de soporte se ejecuta con el valor más bajo de las tensiones sostenidas por el aislamiento, siguiendo el juicio de desarrollo en el instante en el cual, esté sometido a sobretensiones específicas en condiciones de operaciones normales.

Las metodologías empleadas para la gestión de aislamiento principalmente son: método determinístico y estadístico, sin embargo, se tienen combinaciones adoptadas de ambos métodos. La aplicación de algunos de los dos métodos va a necesitar de la información que esté a la mano y referente de las tensiones representativas, y de la instalación o del sistema en cuestión a ser evaluada.

Método determinístico, este método es usado para instalaciones nuevas cuando no hay información estadística y porcentaje de averías de los equipos que se pondrá en funcionamiento. Con este método determinista el aislamiento de los equipos eléctricos deberá de ser dimensionados de tal manera que puedan soportar la sobretensión representativa más alta, de esta manera la tensión soportada del equipo debe ser superior a la sobretensión más alta que pueda aparecer en el sistema (Torres, 2019, p. 47).

Método estadístico, está basado en la frecuencia de ocurrencia de un origen específico, la distribución de posibilidades de sobretensiones que son de este origen y la probabilidad de descarga del aislamiento. Este método crea la probabilidad de encontrar el riesgo de falla a raíz de la probabilidad de descarga y combinación de los cálculos de sobretensiones (Zapata, 2013, p. 30).

Sobretensiones, son aquellos valores de tensión entre fase – tierra o fases, ya que su tensión nominal del sistema está debajo de su valor pico. Las sobretensiones se manifiestan externamente, se suscitan por fuera del sistema, teniendo como fuente principal las descargas atmosféricas, sin embargo, los de origen interno son provocados por sucesos que ocurren en el interior de una S.E., por ejemplo: cortocircuitos y maniobras voluntarias de interruptores (Chuño, 2019, p. 22).

Conforme a la Norma IEC 60071-1-2019 en la tabla 2, se tiene los siguientes registros de las sobretensiones según su duración y forma.

- a) Tensiones permanentes (constante) a frecuencia industrial
- b) Pueden ser las sobretensiones transitorias de:
 - Frente rápido
 - Frente lento
 - Frente muy rápido
- c) Sobretensiones temporales
- d) Sobretensiones combinadas

Tabla 2. Se muestra las clases y formas de tensiones y sobretensiones.

Clase	Baja Frecuencia		Transitoria		
	Permanente	Temporal	De frente lento	De frente rápido	De frente muy rápido
Forma de tensión					
Rango de formas de tensión	$f = 50 \text{ Hz ó } 60 \text{ Hz}$ $T_t \geq 3\,600 \text{ s}$	$10 \text{ Hz} < f < 500 \text{ Hz}$ $0,02 \text{ s} \leq T \leq 3\,600 \text{ s}$	$20 \mu\text{s} < T_p \leq 5\,000 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 20 \text{ ms}$	$0,1 \mu\text{s} < T_1 \leq 20 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 300 \mu\text{s}$	$T_f \leq 100 \text{ ns}$ $0,3 \text{ MHz} < f_1 < 100 \text{ MHz}$ $30 \text{ kHz} < f_2 < 300 \text{ kHz}$
Forma normalizada de tensión	 $f = 50 \text{ Hz ó } 60 \text{ Hz}$ T_f^a	 $48 \text{ Hz} \leq f \leq 62 \text{ Hz}$ $T_t = 60 \text{ s}$	 $T_p = 250 \mu\text{s}$ $T_2 = 2\,500 \mu\text{s}$	 $T_1 = 1,2 \mu\text{s}$ $T_2 = 50 \mu\text{s}$	a
Ensayo de tensión soportada normalizada	a	Ensayo de corta duración a frecuencia industrial	Ensayo de impulsos tipo maniobra	Ensayo de impulsos tipo rayo	a

^a A ser especificada para cada equipo en particular.

Fuente: Traducción libre de la norma IEC 60071-1, 2019, p. 17

Las tensiones permanentes (constante) a frecuencia industrial, es la periodicidad representativa, necesario a la operatividad del régimen en escenarios normales de maniobra. Es usual poseer cortos cambios de tensión con relación a la tensión nominal, a causa de cambios en la carga, en la generación y deyección de la operación y maniobra. Las transformaciones de tensión están limitadas por el NTCSE (“Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos”) y CNE (“Código Nacional de Electricidad”) en un - 5% y + 5% de la tensión nominal.

El aislamiento para los equipos de patio debe ser suficientemente capaces de resistir la tensión máxima de operación y maniobra frente a emergencias, dichas tensiones son 145kV – 245 kV - 550 kV, para las tensiones nominales en Perú 138 kV - 220 kV - 500 kV correspondientemente (Chuño, 2019, p.23).

La sobretensión temporaria, es una sobretensión que relaciona la fase – tierra y fases para una determinada zona del sistema, su característica más importante es su extensa permanencia con bajo amortiguamiento. Además, se les llama sobretensiones sostenidas porque que permanecen en el sistema, inclusive que sea alterado él mismo o hasta que se elimine el motivo que cedió el inicio a las sobretensiones (Chuño, 2019, p. 24). En la figura 2 se muestra los tipos de sobrevoltajes típicos en el sistema eléctrico.

Sus amplitudes para este tipo de sobretensiones son mínimos frente a las demás clases y tipos de sobretensiones, sin embargo, es decisivo en el diseño del aislamiento interno y externo de los equipos.

Las sobretensiones temporales frecuentemente son originadas por:

- Fallas, y cortocircuito monofásico.
- Maniobras, por ejemplo, rechazo de carga.

Es posible caracterizarlas por:

- Su amplitud puede ser menor a 1,5 p.u.
- Su tiempo de permanencia es superior a las decenas de milisegundos.
- Su periodicidad (frecuencia) es menor, igual o mayor que la fundamental.

Las sobretensiones transitorias de frente lento surgen en un sitio del sistema, a causa de la operación de los equipos o debido a una perturbación en la red de forma brusca. Así mismo se le llama sobretensión de maniobra y por lo general es

de poca duración y fuertemente amortiguada. El término, de poca “duración” permite describir el tiempo de frente de cola y frente de onda.

De acuerdo con estos 02 parámetros se puede diferenciar entre las sobretensiones atmosférica y de operación (maniobra). De esta manera las sobretensiones con un tiempo de frente de 100 μ s a 500 μ s (se le asigna frecuencias dentro 2 kHz y 10 kHz), con 2500 μ s como tiempo de cola, son consideradas más o menos sobretensiones de maniobra (Chuño, 2019, p. 24).

La posibilidad que ocurra crece de acuerdo se incrementa el valor de tensión para una red, el número de operaciones y fallas de operación dentro del sistema. La extensión está influenciada por la potencia de cortocircuito, por la configuración del sistema, y por las características de los equipos. A través de la compensación paralela, y de las resistencias de pre-inserción, pueden ser reducidas.

Sobretensiones de frente rápido, se les llama sobretensiones por descargas atmosféricas. Se le conoce por tener muy poca duración, debido a varios microsegundos y frecuentemente logran picos de tensión por arriba de la nominal hasta 6 p.u. Los rayos son la causa frecuente de esta sobretensión, por impacto continuo o transversal.

La permanencia de las sobretensiones de frente de onda es hasta 20 μ s (que coinciden a 50 kHz como la frecuencia superior) con 50 μ s como tiempo de cola son consideradas descargas (Chuño, 2019, p.26).

La ocurrencia de descargas atmosféricas en forma directa en las subestaciones es un suceso de baja posibilidad de ocurrencia, en símil con las líneas de transmisión (LT) en donde los sectores de exposición son superiores. Con el propósito de proteger que las fallas sean constantes, se ha aplicado a lo largo del tiempo (décadas) diferentes sistemas de protección entre ellos están: optimización del sistema de puesta tierra, colocar descargadores de sobretensión de líneas, las cadenas de aisladores deben ser aumentados su distancia, el apantallamiento a través de cable guarda debe instalarse y en ser el caso debe mejorarse.

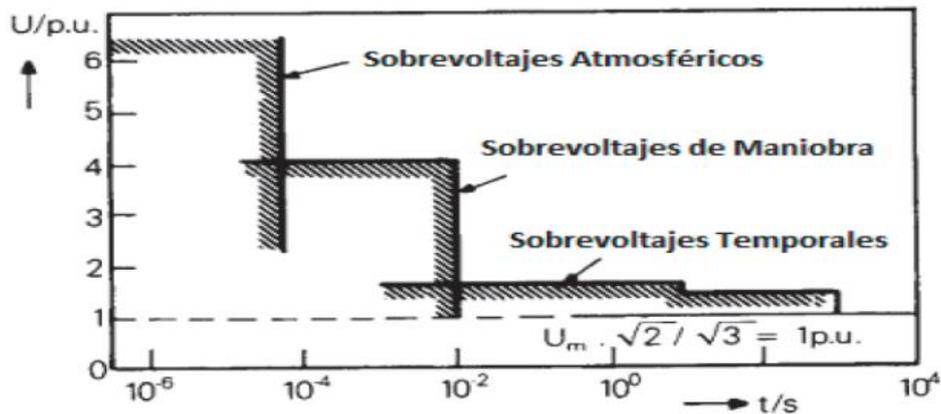


Figura 2. Se muestra valores típicos de los diferentes sobrevoltajes

Fuente: Escobar y Ruales, 2016, p.140.

Pararrayos o descargadores de sobretensión, dispositivos de seguridad de las subestaciones eléctricas contra sobretensiones, ver figura 3. En un inicio se producían con resistencias no lineales de carburo de silicio (SiC), y descargadores, sin embargo, han sido desplazados por pararrayos en los últimos años y fabricados con resistencias no lineales de óxido de zinc (ZnO) sin descargadores (Mejía Villegas, 2016, p.310).

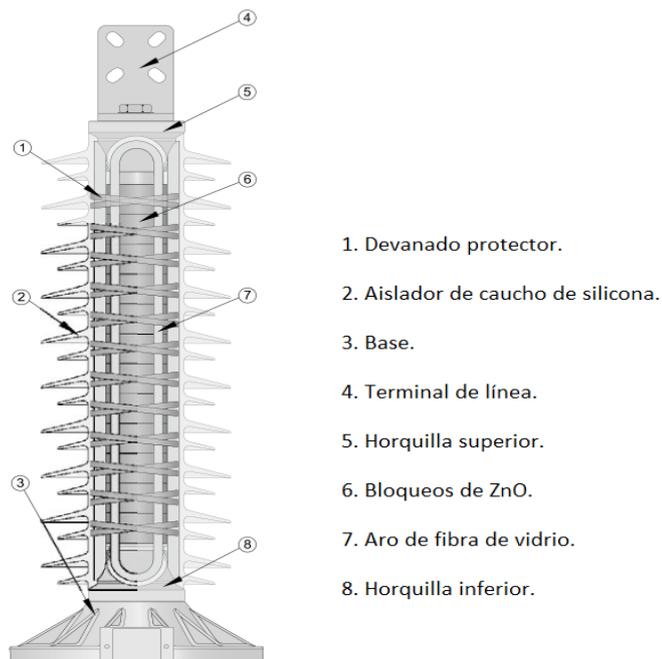


Figura 3. Pararrayos PEXLIM, partes y su diseño básico.

Fuente: Lasteros, 2014, p. 102

III. METODOLOGÍA

3.1. Tipo y diseño de investigación

El tipo de investigación es aplicada, pues se realizaron los procedimientos de coordinación de aislamiento en base a los parámetros presentados por la Norma IEC 60071 para la subestación eléctrica Yungas 220 kV.

Se aplicaron los procedimientos sugeridos por la Norma para tensiones pertenecientes a la Gama I con valores mayores a 1 kV y menores a 245 kV, siguiendo cuidadosamente cada recomendación planteada a tener en cuenta para su desarrollo efectivo y confiable.

El nivel de investigación es no experimental, se presentará las características de un nivel explicativo, **pues se emplearán conocimientos de la Normativa IEC 60071** con el fin de evaluar el comportamiento de los niveles de aislamiento en función a los niveles de tensión de la subestación eléctrica Yungas 220kV.

3.2. Variables y Operacionalización

3.2.1. Variable Independiente

Factores y Parámetros de la Norma IEC 60071.

3.2.2. Variable Dependiente

Estudio de coordinación de aislamiento.

Tabla 3. *Tabla de operacionalización de variables*

VARIABLES	DEFINICIÓN CONCEPTUAL	DEFINICIÓN OPERACIONAL	INDICADOR	ESCALA DE MEDICIÓN
Variable independiente: Factores y Parámetros de la Norma IEC 60071.	Datos iniciales a tener en cuenta en el desarrollo de la coordinación de aislamiento.	Tensión nominal y tensión máxima del sistema eléctrico Yungas.	Kilovoltios (kV)	220 – 245 kV
Variable dependiente: Estudio de coordinación de aislamiento.	Niveles de tensión que identifica el aislamiento del material que se aplica para el equipamiento.	Nivel de Aislamiento interno y externo solicitado.	Kilovoltios (kV)	220 – 245kV

Fuente: Autoría propia

3.3. Población, muestra y muestreo

3.3.1. Población

Conjunto de subestaciones eléctricas del proyecto YANA (Yungas, Yaros, Tingo Maria, Chaglla, Amarilis).

3.3.2. Muestra

La subestación eléctrica de Yungas del proyecto YANA.

3.4. Técnicas e instrumentos de recolección de datos

Para este caso serán:

- Consulta de artículos, libros, internet, catálogos, etc.
- Observación: material audiovisual, fotografías, etc
- Entrevistas con especialistas relacionados al tema.
- Recopilación de las normas IEC 60071.
- Recopilación de las normativas del MINEM, OSINERGMIN.
- Recopilación de información de la transmisora CTM.
- Recopilación de la información del COES.
- Recopilación de la información del EPO del proyecto YANA.

3.5. Procedimientos

A través de la información de estudios previo-realizados en la Subestación, se procedió a la selección de los datos importantes para ser estudiados mediante la secuencia teórica planteada en el capítulo II (León, 2020).

3.6. Método de análisis de datos

El método para utilizar será por medio de análisis de Hojas de cálculo del software Microsoft Excel 2016, tablas, figuras.

3.7. Aspectos éticos

Para el estudio de la investigación, se respetará las autorías de las investigaciones utilizadas, bajo el estilo de la norma ISO 690. El autor también ha realizado las citaciones de todas fuentes utilizadas.

IV. RESULTADOS

4.1. DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA REALIZACIÓN DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO.

A fin de determinar los valores de aislamiento para los equipos de la S.E. Yungas 220 kV, las solicitudes de maniobra han sido desarrolladas mediante la figura 1 del estándar IEC-60071-1-2019 el cual se aprecia en la figura 4 del presente trabajo, utilizando el método estadístico, las solicitudes temporales y tipo rayo con método determinístico de acuerdo con el procedimiento IEC 60071-1-2019. Ambos métodos se han complementado para seleccionar los aislamientos internos y externos.

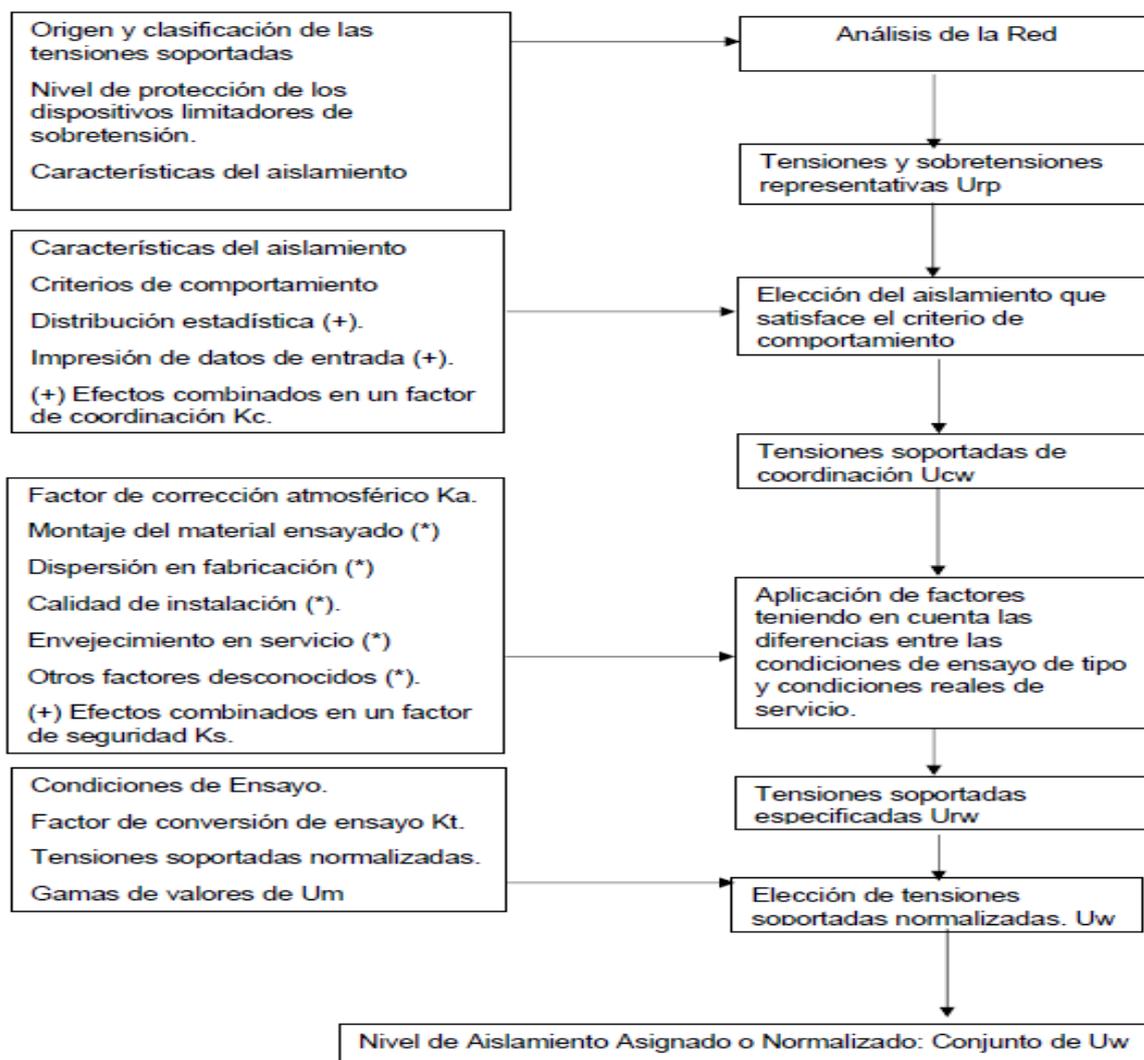


Figura 4. Organigrama para la determinación del nivel de aislamiento nominal o estándar

Fuente: Traducción libre de la norma IEC 60071-1, 2019, p.16

Para una coordinación de aislamiento se debe tener en cuenta los siguientes pasos:

1. Determinar: las sobretensiones representativas – “Urp”.
2. Determinar: las tensiones de soportabilidad para coordinación – “Ucw”.
3. Determinar: las tensiones de soportabilidad requeridas – “Urw”.
4. Determinar: las tensiones de soportabilidad normalizadas – “Uw”.

4.1.1. PRIMER PASO, DETERMINAR LAS SOBRETENSIONES REPRESENTATIVAS (URP)

Es importante realizar este paso, para determinar cada tipo de tensiones y sobretensiones representativas.

El valor de la sobretensión representativa puede determinarse por: Un valor máximo estimado o un conjunto de valores de cresta o una distribución estadística completa de valores de cresta en este caso podría ser necesario tomar en consideración las características complementarias a las formas de sobretensión.

a) Tensión a frecuencia industrial

Para el presente estudio se considera el mayor voltaje de la red, en esta oportunidad compensa a la máxima de tensión de diseño para los equipos de patio $U_s = U_m$ el cual se obtiene de la tabla 2 del estándar IEC60071-1 2019, con ello también se encuentra la tensión base (U_{base}) del sistema, ver tablas 4 y 5.

$$U_{base} = U_s * \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \dots \dots \dots (1)$$

Dónde:

U_s = Tensión de base

U_m = Tensión máxima

Tabla 4. Tensión base

Tensión asignada al equipo, U_m	Tensión base, $U_m * \sqrt{2}/\sqrt{3}$
245 kV	200 kV

Fuente: Autoría propia.

Tabla 5. En la presente table de muestra los valores y niveles de aislamiento estándar para el Rango I ($1\text{kV} < U_m < 245\text{ kV}$).

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 de cresta)
3,6	10	20
		40
7,2	20	40
		60
12	28	60
		75
		95
17,5 ^a	38	75
		95
24	50	95
		125
		145
36	70	145
		170
52 ^a	95	250
72,5	140	325
100 ^b	(150)	(380)
	185	450
123	(185)	(450)
	230	550
145	(185)	(450)
	230	550
	275	650
170 ^a	(230)	(550)
	275	650
	325	750
245	(275)	(650)
	(325)	(750)
	360	850
	395	950
	460	1050

NOTA: Si los valores entre paréntesis se consideran insuficientes para demostrar que él se cumplen los voltajes de resistencia fase a fase, se necesitan pruebas de tensión de resistencia fase a fase adicionales.

^a Estos valores de U_m son no referidos en IEC 60038 y por lo tanto rara vez utilizados. Estos valores no deben utilizarse para los sistemas nuevos que se construyan en el futuro.

^b Este valor de U_m no se menciona en la norma IEC 60038, pero se ha introducido en el rango I en algunas normas de aparatos.

Fuente: Traducción libre de la norma IEC 60071-1, 2019, p. 22.

4.1.1.1. Sobretensiones Temporales

Se han considerado valores de sobretensiones de acuerdo a la sugerencia de la norma IEC 60071-2, dentro ellos se incluyen factores, que con llevan a resultados conservativos.

a) Sobretensiones por fallas a tierra

En ocasiones una falla a tierra para un punto determinado en el sistema lleva a un incremento la tensión fase – tierra, cual valor obedece al grado de aterrizamiento del sistema.

Se puede encontrar en el Anexo A de la norma IEC 60071-2: 2018, unas curvas para determinar el factor “k” que representa la sobretensión del sistema por fallas a tierra, este factor k va desde 1,2 hasta 1,7 en P.U lo cual depende de la efectividad y funcionamiento del sistema de puesta a tierra y se obtiene con las impedancias de secuencia positiva y cero que arroja el estudio de cortocircuito.

$$U_{rp} (p-e) = K * \frac{U_s}{\sqrt{3}} \dots \dots \dots (2)$$

en dónde:

K = Factor de falla a tierra, ver IEC 60071 – anexo A

U_s = Tensión máxima del sistema en kV

b) Sobretensiones por rechazo de carga

Las sobretensiones temporales se dan a causa por el rechazo de carga en donde se genera las sobretensiones que perjudican el aislamiento fase – tierra y fase – fase, este tipo se encuentra en la sesión 4.3.2.3 de la IEC 60071-2: 2018.

- Fase - Tierra $U_{rp} (p-e) = K_d * \frac{U_s}{\sqrt{3}} \dots \dots \dots (3)$

- Fase - Fase $U_{rp} (p-p) = K_d * U_s \dots \dots \dots (4)$

Los valores del valor K_d (factor de deslastre) pueden ser obtenidos a través de simulación del sistema en un software de transitorios electromagnéticos, sin embargo, para el rango I (tensiones <245kV) la práctica común es utilizar los valores determinísticos indicados estipulado en la sesión 4.3.2.3 de la IEC 60071-2: 2018 ello se muestra en la tabla 6.

Tabla 6. Valores de Kd por rechazo de carga

Ítem	Consideraciones de Kd para sobretensiones por rechazo de carga
1	En sistemas con líneas cortas y potencias de cortocircuito elevadas, una pérdida total de carga puede producir sobretensiones fase-tierra con una amplitud normalmente inferior a 1,2p. u, mientras que la duración dependerá del equipo de control de la tensión y puede llegar a varios minutos.
2	En redes de muy alta tensión, con líneas largas y potencias de cortocircuito moderadas, las sobretensiones fase-tierra pueden alcanzar 1,5 p. u, o incluso más si se origina un efecto Ferranti o de resonancias, su duración puede ser del orden de algunos segundos.
3	Si solo hay cargas estáticas en la parte desconectada, la sobretensión temporal longitudinal es normalmente igual a las sobretensiones fase-tierra en oposición de fase, cuya amplitud máxima es normalmente inferior a 2,5 p. u (como casos excepcionales, se pueden obtener valores más elevados en sistemas muy grandes de alta tensión).

Fuente: Traducción libre de la norma IEC 60071-2, 2018, p. 21

c) Sobretensiones representativas temporales (SRT)

Las SRT considerando las antecedentes fuentes no a un mismo tiempo son las mayores obtenidas entre las sobretensiones por falla a tierra y sobretensiones por rechazo de carga:

- Fase -Tierra $U_{rp}(p - e)$
- Fase – Fase $U_{rp}(p - p)$

4.1.1.2. Sobretensiones de frente lento o maniobra

La re-energización a partir del extremo remoto da como efecto los impulsos de sobretensión fase - fase U_{p2} y fase a tierra U_{e2} , elegidos de la IEC 60071-2. Las sobretensiones de frente lento para los equipos en la entrada de la línea y dentro de la subestación sin tener en cuenta los pararrayos son los siguientes, ver tabla 7:

Tabla 7. Valores de sobretensiones representativas de frente lento o maniobra

Valor de truncamiento según el método fase-cresta (Extremo remoto – Entrada de la línea):	Fases	Valor de truncamiento según el método fase-cresta (Extremo local – Cualquier equipo):
$U_{et} = (1.25 \times U_{e2} - 0.25) \times \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \times U_s$	Fase - Tierra	$U_{et} = (1.25 \times U_{e2} - 0.25) \times \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \times U_s$
$U_{pt} = (1.25 \times U_{e2} - 0.43) \times \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \times U_s$	Fase - Fase	$U_{pt} = (1.25 \times U_{e2} - 0.43) \times \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \times U_s$

Fuente: Traducción libre de la norma IEC 60071-2, 2018, p. 21

En dónde:

U_{e2} : “Valor de la sobretensión fase a tierra que tiene una probabilidad del 2% de ser excedido”.

U_{et} : “Valor de sesgamiento de la distribución acumulada de las sobretensiones fase a tierra”.

U_{p2} : “Valor de la sobretensión fase a fase que tiene una probabilidad del 2% de ser excedida”.

U_{pt} : “Valor de sesgamiento de la distribución acumulada de las sobretensiones fase a fase”.

La determinación de los valores U_{e2} y U_{p2} será determinado por el método estadístico utilizando las figuras 3 y 4 que se encuentran en las secciones 4.3.3.2.2 y 4.3.3.2.3 de la norma IEC 60071-2: 2018, el cual se aprecia en las figuras 5 y 6 del presente trabajo.

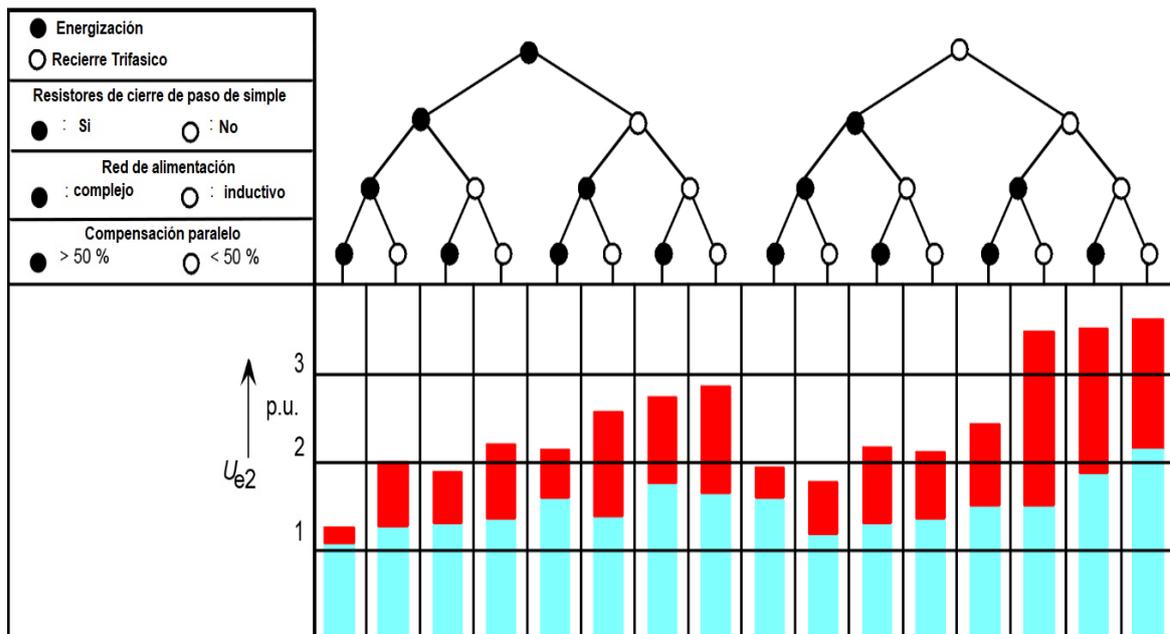


Figura 5. Rango de 2% de sobretensiones de frente lento en el extremo receptor debido a la energización y energización de la línea.

Fuente: Traducción libre de la norma IEC 60071-2, 2018, p. 25

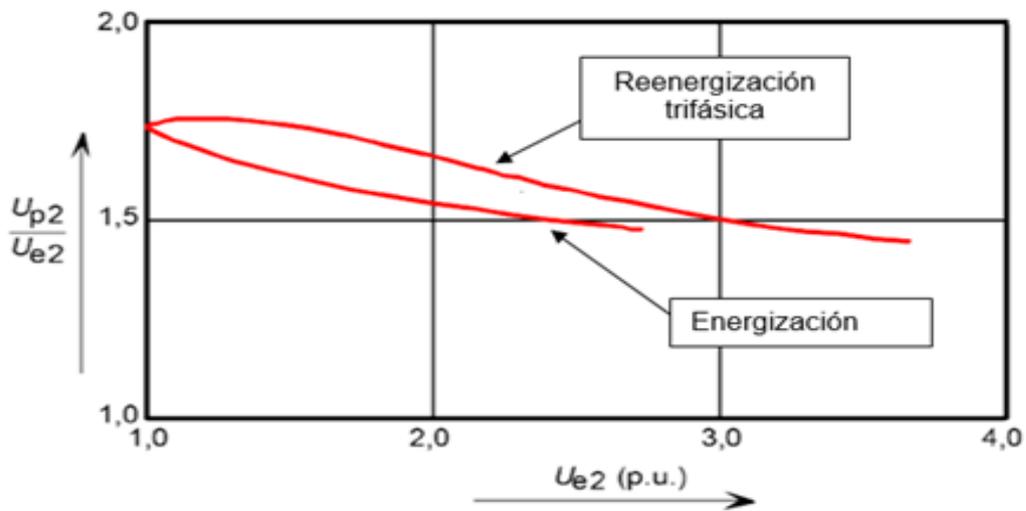


Figura 6. Relación entre los valores del 2% de las sobretensiones de frente lenta fase - fase y fase - tierra.

Fuente: Traducción libre de la norma IEC 60071-2, 2018, p. 26

Los impulsos que alteran a los equipos que están al ingreso de la línea (extremo remoto) son diferentes de los que afectan los equipos dentro de la subestación (extremo local) por lo tanto en la figura 5 se obtienen los valores de U_{e2} para extremo remoto (valores máximos de la barra en la figura 5) y los valores de U_{e2} para el extremo local (valores promedio de la barra seleccionada en la figura 5). El procedimiento descrito se puede observar en la tabla 8. Con los valores de U_{e2} para extremo remoto y local se encuentra en la figura 6 y se obtienen los valores respectivos de U_{p2} .

Tabla 8. Valores de U_{e2} para extremo remoto y extremo local.

Sobretensiones representativas de frente lento (U_{e2})		
Fase – Tierra (Extremo Remoto)	U_{e2}	Máximo
Fase – Tierra (Mínimo)	U_{e2}	Mínimo
Fase – Tierra (Extremo Local)	U_{e2}	Promedio de Max y Min

Fuente: Autoría propia

$$U_{e2} (kV) = U_{e2} (pu) * U_{base} \dots\dots\dots (5)$$

4.1.1.3. SELECCIÓN DEL DESCARGADOR (VOLTAJES RESIDUALES Ups y Upl)

Durante la energización de la línea en el extremo remoto se genera sobretensiones. Para ello se debe instalar en la entrada de la línea descargadores de sobretensión, las características de protección son:

- **EI NPM** = “Nivel de protección al impulso tipo maniobra – Ups, es similar a la máxima tensión residual para impulsos de corrientes de maniobra según IEC 60099-4”.
- **EI NPR** = “Nivel de protección para el impulso tipo rayo – Upl, es la tensión máxima residual para un impulso atmosférico a la corriente nominal de descarga, según IEC 60099-4”.

Los valores de Ups y Upl se obtienen de la selección del descargador de sobretensión, utilizando la norma IEC 60099-4: 2014.

En la tabla 9 se muestra el esquema para la selección del voltaje representativo por maniobras (Urp).

4.1.1.4. SOBRETENSIONES REPRESENTATIVAS DE FRENTE LENTO

Las sobretensiones de frente lento (sobretensiones de maniobras), se obtienen comparando el voltaje residual del descargador (Ups) con los valores de Uet y Upt, según las reglas dadas en la tabla 9 El valor máximo de la sobretensión es igual al menor valor entre la tensión de truncamiento y el nivel de protección bajo impulso tipo maniobra del pararrayos.

Tabla 9. Selección de las sobretensiones representativas por Maniobras.

Sobretensiones representativas para el equipamiento en la entrada de línea				Sobretensiones representativas para cualquier equipo			
Fases	Nivel de protección al impulso tipo maniobra Ups	Sobretensión de maniobra: Valor de truncamiento	Sobretensión representativa Urp	Fases	Nivel de protección al impulso tipo maniobra Ups	Sobretensión de maniobra: Valor de truncamiento	Sobretensión representativa a Urp
Fase - tierra	Ups	Max (Uet)	Mínimo	Fase - tierra	Ups	Max (Uet)	Mínimo
Fase - fase	2 *Ups	Max (Upt)	Mínimo	Fase - fase	2 *Ups	Max (Upt)	Mínimo

Fuente: Autoría propia

4.1.2 SEGUNDO PASO, DETERMINAR LAS TENSIONES DE SOPORTABILIDAD PARA COORDINACIÓN (UCW)

4.1.2.1. SOBRETENSIONES TEMPORALES

La SRT es igual a la tensión de soportabilidad de coordinación, por lo cual el Kc (Factor de coordinación) viene hacer igual a 1 según lo indicado en la sección 5.3.2.1 de la norma IEC 60071-2: 2018.

- Para la fase a tierra: $U_{CW} = U_{rp} \cdot K_C \dots \dots \dots (6)$
- Para la fase a fase: $U_{CW} = U_{rp} \cdot K_C \dots \dots \dots (7)$

4.1.2.2. SOBRETENSIONES DE FRENTO LENTO (O MANIOBRA)

El cálculo de la tensión de soportabilidad se realiza multiplicando el valor máximo de la sobretensión representativa por el factor de coordinación determinista (Kcd), se halla de las relaciones de 2Ups/Ue2 para los valores fase – fase y Ups/Ue2 para los valores fase – tierra, en la figura 7 de la IEC - 60071-2 se da a conocer la relación.

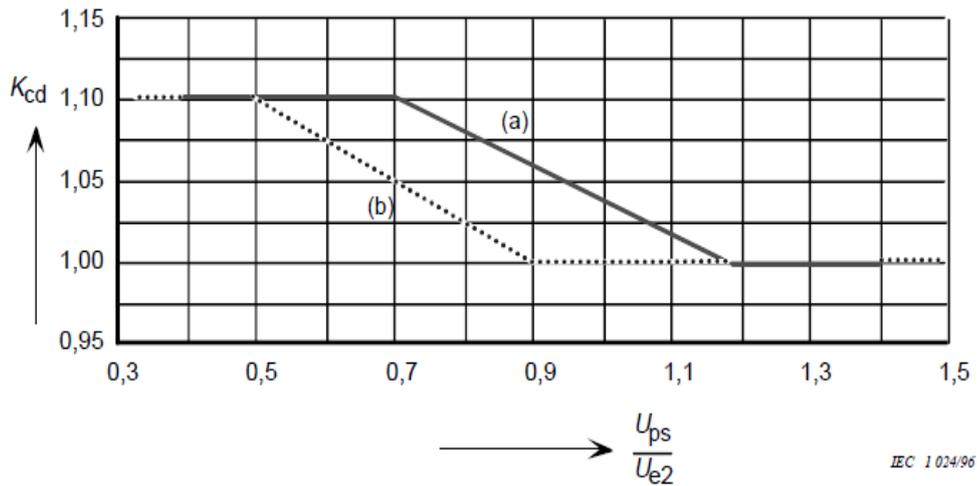


Figura 7. *Kcd - Factor determinístico de coordinación*

Fuente: Norma IEC 60071-2, 1996, p. 75

- a) Factor de coordinación aplicado al nivel de protección del amortiguador de sobretensiones para obtener la tensión de fase a tierra resistente a la coordinación (se aplica también al aislamiento longitudinal).
- b) Factor de coordinación aplicado al doble del nivel de protección del amortiguador de sobretensiones para obtener la tensión de resistencia de coordinación de fase a fase.

Factor de coordinación determinístico, en la figura 8 la línea punteada de color rojo nos da el valor de Kcd: para fase a tierra y la línea punteada de color verde nos da el valor de Kcd: para fase a fase.

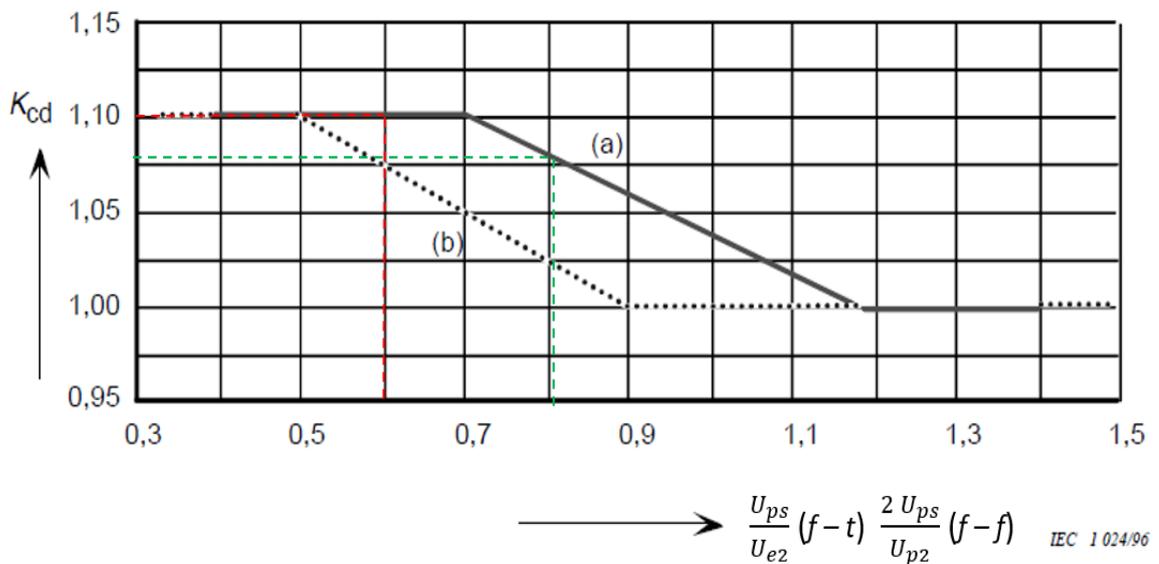


Figura 8. Método para encontrar factor determinístico de coordinación Kcd

Fuente: Autoría propia

Las ecuaciones para determinar el factor de coordinación determinístico serían de la siguiente manera:

Con relación a los equipos a la entrada de la línea:

- Fase - tierra: $\frac{U_{ps}}{U_{e2}} = K_{cd} \dots \dots \dots (8)$

- Fase a fase: $\frac{2 \cdot U_{ps}}{U_{p2}} = K_{cd} \dots \dots \dots (9)$

Con relación a todos los otros equipos:

- Fase -tierra: $\frac{U_{ps}}{U_{e2}} = K_{cd} \dots \dots \dots (10)$

- Fase a fase: $\frac{2 \cdot U_{ps}}{U_{p2}} = K_{cd} \dots \dots \dots (11)$

Las tensiones de coordinación se determinan a través de las siguientes ecuaciones:

Con relación a los equipos a la entrada de la línea:

- Fase a tierra: $U_{cw} = K_{cd} * U_{rp} \dots \dots \dots (12)$

- Fase a fase: $U_{cw} = K_{cd} * U_{rp} \dots \dots \dots (13)$

Para cualquier equipo excepto a la entrada:

- Fase a tierra: $U_{cw} = K_{cd} * U_{rp} \dots \dots \dots (14)$

- Fase a fase: $U_{cw} = K_{cd} * U_{rp} \dots \dots \dots (15)$

4.1.2.3. SOBRETENSIONES DE FRENTE RÁPIDO

El método estadístico simplificada de la norma IEC 60071-2 permite calcular la tensión mínima de soportabilidad de los equipos mediante la siguiente ecuación:

$$U_{cw} = U_{pl} + \frac{A}{n} \cdot \frac{L}{L_{sp} + L_a} \dots \dots \dots (16)$$

En dónde:

U_{cw}: Se le conoce como tensión soportable de coordinación al impulso atmosférico en kilovolts (kV).

U_{pl}: Se dice nivel de protección al impulso tipo rayo del pararrayos en kilovolts (kV).

A: En la Tabla F.2 de la IEC 60071-2, se tiene el factor que detalla el comportamiento de la línea frente a las descargas eléctricas atmosféricas en kilovolts (kV).

n: Cantidad de líneas conectadas a la S.E., (n-1).

L: Distancia del pararrayo más cercano y equipo a proteger en metros (m). Para ello la IEC 60071-2 brinda la figura 8 para su cálculo, siendo de:

$$L = a_1 + a_2 + a_3 + a_4 \dots \dots (17)$$

a1: Es la distancia de enlace del pararrayos a la línea, en m.

a2: Es la distancia de enlace a tierra del pararrayos, en m.

a3: Es la distancia del conductor de fase entre el pararrayos y el equipo a proteger para el aislamiento interno y para el aislamiento externo, en m.

a4: Es la distancia de la parte activa del pararrayos, en m.

Lsp: Es la distancia del vano de las líneas eléctricas de transmisión externa a la S.E., en m.

La: Cálculo de la sección de línea aérea sobre la base de una tasa de salida igual a una tasa de falla admisible, *Ra*.

$$L_a = \frac{R_a}{R_{km}} \dots \dots (18)$$

Ra: Tasa de falla aceptable para el equipo.

Rkm: Tasa de fallas por año del primer kilómetro de línea desde la subestación.

Los aislamientos fase – fase y fase a tierra son afectados por las sobretensiones de frente rápido.

En la norma IEC 60071-2, 2018 en su tabla F.2, se menciona el factor A para diferentes tipos de líneas aéreas ello se aprecia en la tabla 10 y en la figura 9 se muestra las longitudes de conexiones, con el cual se determina la longitud equivalente del descargador de sobretensión.

Tabla 10. Factor A para líneas aéreas

Tipo de línea	A (kV)
Líneas de distribución (cebados entre fases)	
- Con las crucetas puestas a tierra (cebado a tierra con una tensión pequeña).	900
- Líneas con apoyos de madera (cebado a tierra con una tensión alta).	2700
Líneas de transmisión (cebado fase tierra)	
- Un solo conductor	4500
- Haz doble	7000
- Haz cuádruple	11000
- Haz de seis u ocho conductores	14000
NOTA: Los valores de esta tabla deben utilizarse en las ecuaciones (E.17) y (E.19).	

Fuente: Traducción libre de la norma IEC 60071-2, 2018, pág. 254

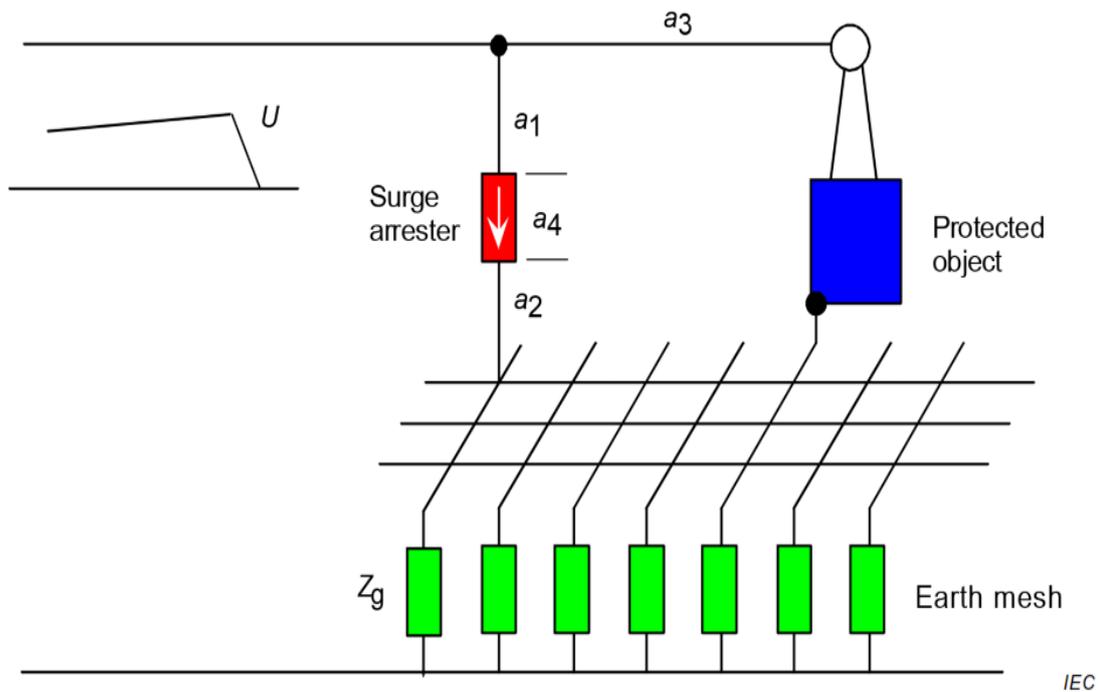


Figura 9. Longitud equivalente del descargador de sobretensión

Fuente: Traducción libre de la Norma IEC 60071-2, 2018, pág. 33

4.1.3. TERCER PASO, EVALUACIÓN DE LAS TENSIONES DE SOPORTABILIDAD REQUERIDAS O ESPECIFICADAS (URW)

Para la determinación de las tensiones de soportabilidad se debe tener en cuenta dos factores de corrección, los cuales son:

- K_a : Factor de corrección que toma en cuenta la altitud de la instalación
- K_s : Factor de seguridad, compensan las diferencias en el montaje de los equipos

4.1.3.1. FACTOR DE SEGURIDAD

Se aplica para cualquier tipo de sobretensión como es el caso fase-fase y fase – tierra (frente rápido, temporal, frente lento). Sección 6.3.5 de la norma IEC 60071-2: 2018.

- $K_s = 1,15$, para un aislamiento interno
- $K_s = 1,05$, para un “aislamiento externo

4.1.3.2. FACTOR DE CORRECCIÓN ATMOSFÉRICO

El factor de corrección atmosférico “ K_a ” está definido en el apartado 6.2.2 de la IEC 60071-2: 2018 por la siguiente ecuación:

$$K_a = e^{m \left(\frac{H}{8150} \right)} \dots \dots (19)$$

En dónde:

- H : Es el valor de altura sobre el nivel del mar (metros).
- m : Valor del exponente 1,0 para las tensiones soportadas de coordinación a impulsos tipo rayo.
- m : Valor que se consigue de la figura 10 de la IEC 60071-2 para la coordinación de las tensiones de soportabilidad al impulso de maniobra
- m : valor de 1,0 para voltajes soportadas a frecuencia industrial de corta duración de distancias de aire y de aisladores limpios.
- m : 0,5 para voltajes soportadas a frecuencia industrial de corta duración de distancias de aire y de aisladores tipo estándar en ambientes con contaminación alta.

En la figura 10, las curvas a y c corresponden al aislamiento fase – tierra y fase – fase respectivamente.

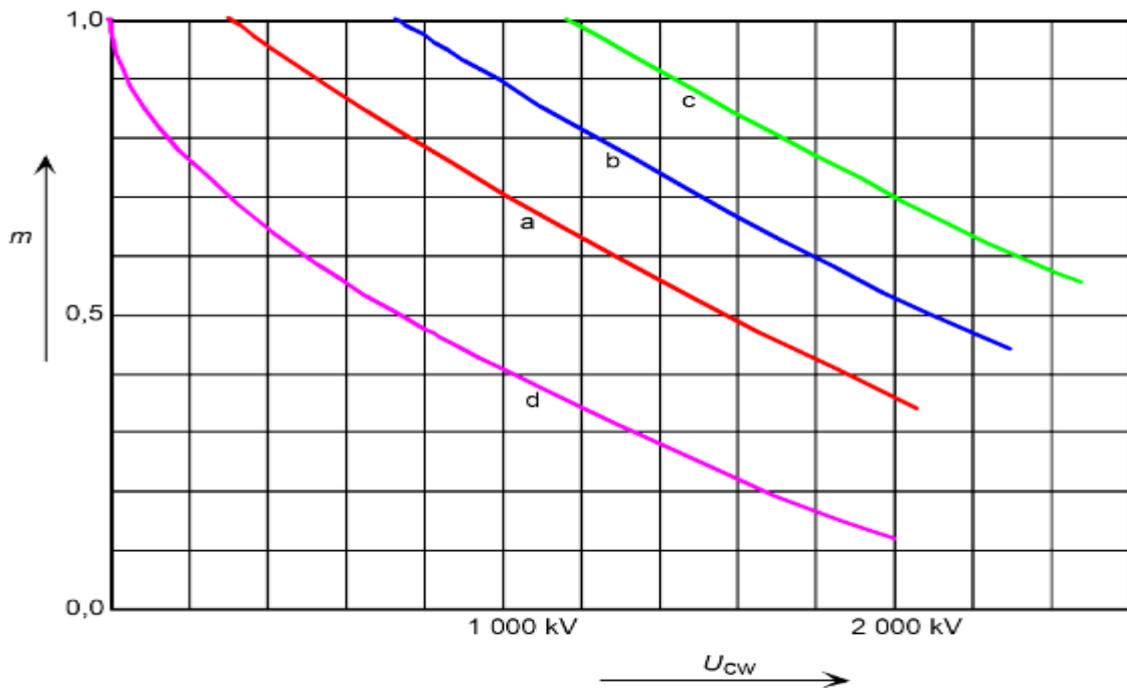


Figura 10. Determinación exponente m y la tensión de coordinación impulso de maniobra

Fuente: Traducción libre de la Norma IEC 60071-2, 2018, pág. 206

4.1.3.3. TENSIONES DE SOPORTABILIDAD REQUERIDAS

Los niveles de soportabilidad requeridas son obtenidos a través de las siguientes ecuaciones:

- El $U_{rw} = U_{cw} \cdot K_s \cdot K_a$ para aislamiento externo (20)
- El $U_{rw} = U_{cw} \cdot K_s$ para aislamiento interno (21)

Para sobretensiones temporales:

Aislamiento externo

- Fase a tierra $U_{rw} = U_{cw} \cdot K_s \cdot K_a$ (22)
- Fase a fase $U_{rw} = U_{cw} \cdot k_s \cdot k_a$ (23)

Aislamiento interno

- Fase a tierra $U_{rw} = U_{cw} \cdot K_s$ (24)
- Fase a fase $U_{rw} = U_{cw} \cdot K_s$ (25)

Para sobretensiones de frente lento:

Equipo a la entrada de la línea

Aislamiento externo

• Fase a tierra : $U_{rw} = U_{cw} \cdot K_s \cdot K_a \dots \dots \dots (26)$

• Fase a fase : $U_{rw} = U_{cw} \cdot K_s \cdot K_a \dots \dots \dots (27)$

Para otros equipos

Aislamiento externo

• Fase a tierra : $U_{rw} = U_{cw} \cdot K_s \cdot K_a \dots \dots \dots (28)$

• Fase a fase : $U_{rw} = U_{cw} \cdot K_s \cdot K_a \dots \dots \dots (29)$

Aislamiento interno

• Fase a tierra : $U_{rw} = U_{cw} \cdot K_s \dots \dots \dots (30)$

• Fase a fase : $U_{rw} = U_{cw} \cdot K_s \dots \dots \dots (31)$

Para sobretensiones de frente rápido:

Aislamiento externo

• Fase a tierra : $U_{rw} = U_{cw} \cdot K_s \cdot K_a \dots \dots \dots (32)$

• Fase a fase : $U_{rw} = U_{cw} \cdot K_s \cdot K_a \dots \dots \dots (33)$

Aislamiento interno

• Fase a tierra : $U_{rw} = U_{cw} \cdot K_s \dots \dots \dots (34)$

• Fase a fase : $U_{rw} = U_{cw} \cdot K_s \dots \dots \dots (35)$

4.1.4. CUARTO PASO, EVALUACIÓN DE LAS TENSIONES SOPORTADAS NORMALIZADAS (UW)

En el rango 1 (hasta 245 kV) el nivel de aislamiento es normalmente descrito por la tensión soportada a frecuencia industrial y la tensión soportada al impulso tipo rayo. En la tabla 11 del presente trabajo, se muestra los factores de conversión requeridos, obtenidos de la Tabla 2 de la norma IEC 60071-2.

Tabla 11. Factores de conversión de prueba para el Rango I

Aislamiento	Tensión soportada a frecuencia industrial de corta duración ¹⁾	Tensión soportada a impulso tipo rayo
Aislamiento externo		
- distancias en el aire y aisladores limpios, en seco:	$0,6 + U_{rw} / 8500$	$1,05 + U_{rw} / 6000$
- fase-tierra	$0,6 + U_{rw} / 8500$	$1,05 + U_{rw} / 9000$
- fase-fase	0,6	1,3
- aisladores limpios, bajo lluvia		
Aislamiento interno		
- GIS	0,7	1,25
- aislamiento sumergido en un líquido	0,5	1,10
- aislamiento sólido	0,5	1,00
NOTA: U_{rw} es la tensión soportada a impulso tipo maniobra especificada en kV.		
1) Los factores de conversión de ensayo incluyen un factor de $1 / \sqrt{2}$ para convertir los valores de cresta en valores eficaces		

Fuente: Traducción libre de la Norma IEC 60071-2, 2018, pág. 209

4.1.4.1. CONVERSIÓN A TENSIÓN DE SOPORTABILIDAD DE CORTA DURACIÓN A FRECUENCIA INDUSTRIAL (SDW)

Equipo a la entrada de la línea

Aislamiento externo

- Fase a tierra: $SDW = U_{rw} \cdot \left(0,6 + \frac{U_{rw}}{8500}\right) \dots \dots \dots (36)$

- Fase a fase: $SDW = U_{rw} \cdot \left(0,6 + \frac{U_{rw}}{12700}\right) \dots \dots \dots (37)$

Para otros equipos

Aislamiento externo

• Fase a tierra: $SDW = U_{rw} \cdot (0,6 + \frac{U_{rw}}{8500})$ (38)

• Fase a fase: $SDW = U_{rw} \cdot (0,6 + \frac{U_{rw}}{12700})$ (39)

Aislamiento interno

• Fase a tierra: $SDW = U_{rw} \cdot 0,5$ (40)

• Fase a fase: $SDW = U_{rw} \cdot 0,5$ (41)

4.1.4.2. CONVERSIÓN A TENSIÓN DE SOPORTABILIDAD DEL IMPULSO TIPO RAYO (LIW)

Equipo a la entrada de la línea

Aislamiento externo

• "Fase a tierra: $LIWL = U_{rw} \cdot 1,3$ (42)

• Fase a fase: $LIWL = U_{rw} \cdot (1,05 + \frac{U_{rw}}{9000})$ (43)

Para otros equipos

Aislamiento externo

• Fase a tierra: $LIWL = U_{rw} \cdot 1,3$ (44)

• Fase a fase: $LIWL = U_{rw} \cdot (1,05 + \frac{U_{rw}}{9000})$ (45)

Aislamiento interno

• Fase a tierra: $LIWL = U_{rw} \cdot 1,1$ (46)

• Fase a fase: $LIWL = U_{rw} \cdot 1,1$ (47)

*Caso más crítico para aisladores limpios y húmedos

4.1.4.3. SELECCIÓN DE LAS TENSIONES DE SOPORTABILIDAD NORMALIZADAS

En base al apartado (Tabla 2) de la IEC 60071-1 se hace selección de valores

normalizados de aislamiento que corresponden a un sistema con una tensión máxima U_m , estos niveles de aislamiento podrán cubrir cualquier aislamiento externo e interno fase/fase y fase/tierra.

En el rango I, los valores requeridos de soportabilidad al impulso de maniobra fase/tierra son protegidos por la prueba de breve durabilidad a frecuencia industrial. Los valores de soportabilidad al impulso de maniobra fase a fase son cubiertos por la prueba de breve durabilidad a frecuencia industrial o por la prueba de soportabilidad al impulso tipo rayo, en la figura 11 se visualiza el resumen de los valores de soportabilidad requeridos

kVrms para frecuencia Industrial		AISLAMIENTO EXTERNO		AISLAMIENTO INTERNO	
		No convertido Urw (s)	Convertido Urw (c)	No convertido Urw (s)	Convertido Urw (c)
kV pico para Impulsos de Maniobra y Rayo					
Tensión de Soportabilidad de Corta Duración a Frecuencia Industrial	Fase - Tierra	Valor máximo	Valor máximo	Valor máximo	Valor máximo
	Fase - Tierra	Valor máximo	Máximo	Valor máximo	Máximo
Tensión de Soportabilidad al impulso atmosférico	Fase - Fase	Máximo	Máximo	Máximo	Máximo
	Fase - Tierra	Valor máximo	Valor máximo	Valor máximo	Valor máximo

Figura 11. Resumen de los valores de soportabilidad requeridos

Fuente: Autoría propia

4.1.5. DISTANCIAS MÍNIMAS EN AIRE”

Las longitudes en el aire entre fase - fase y fase a tierra son evaluadas a través de su nivel de aislamiento al impulso tipo rayo tomado del numeral anterior, evidenciando las mínimas distancias en el aire para los equipos de rango I según IEC 60071-1: 2019 tabla A1 - Anexo A. Asimismo en la tabla 12 del presente trabajo se muestra los voltajes estándares de resistencia al impulso del tipo rayo siendo aplicados de fase a fase y de fase a tierra.

Tabla 12. Relación entre el nivel de soportabilidad al impulso tipo rayo y las distancias mínimas en el aire.

Tensión de soportabilidad al impulso tipo rayo kV	Distancia mínima en el aire mm	
	Fase - Fase	Fase - Tierra
20	60	-
40	60	-
60	90	-
75	120	-
95	160	-
125	220	-
145	270	-
170	320	-
250	480	-
325	630	-
450	900	-
550	1100	-
650	1300	-
750	1500	-
850	1700	1600
950	1900	1700
1050	2100	1900
1175	2350	2200
1300	2600	2400
1425	2850	2600
1550	3100	2900
1675	3350	3100
1800	3600	3300
1950	3900	3600
2100	4200	3900
2250	4500	4150
2400	4800	4450
2550	5100	4700
2700	5400	5000

Fuente: Traducción libre de la Norma IEC 60071-1, 2019, pág. 30

COMENTARIO:

- Para la fase a tierra, se aplica la distancia mínima para la estructura del conductor y la estructura del vástago.
- Para fase a fase, es aplicable la distancia mínima para la varilla-estructura.

4.2. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN DE LA S.E. YUNGAS 220 kV

En la figura 12, se muestra el plano de disposición física de la subestación eléctrica Yungas 220 kV, en él se muestra el equipamiento de dicha subestación. Es una instalación del tipo GIS a la cual le llega una alimentación desde la subestación Nueva Huánuco (Yaros) con las siguientes características: Simple terna de 100 km de longitud, tensión de 220 kV, capacidad de 450 MVA y que salen dos alimentaciones una hacia la subestación Antamina y otra a la subestación Vizcarra, ambas de 0,5 km de longitud, los cuales se muestran en las figuras 13 y 14. Por lo antes expuesto la línea que será considerada para la evaluación de sobretensiones de origen externo será la procedente de la Subestación Nueva Huánuco (Yaros), el cual se aprecia en el diagrama unifilar de la figura 15.

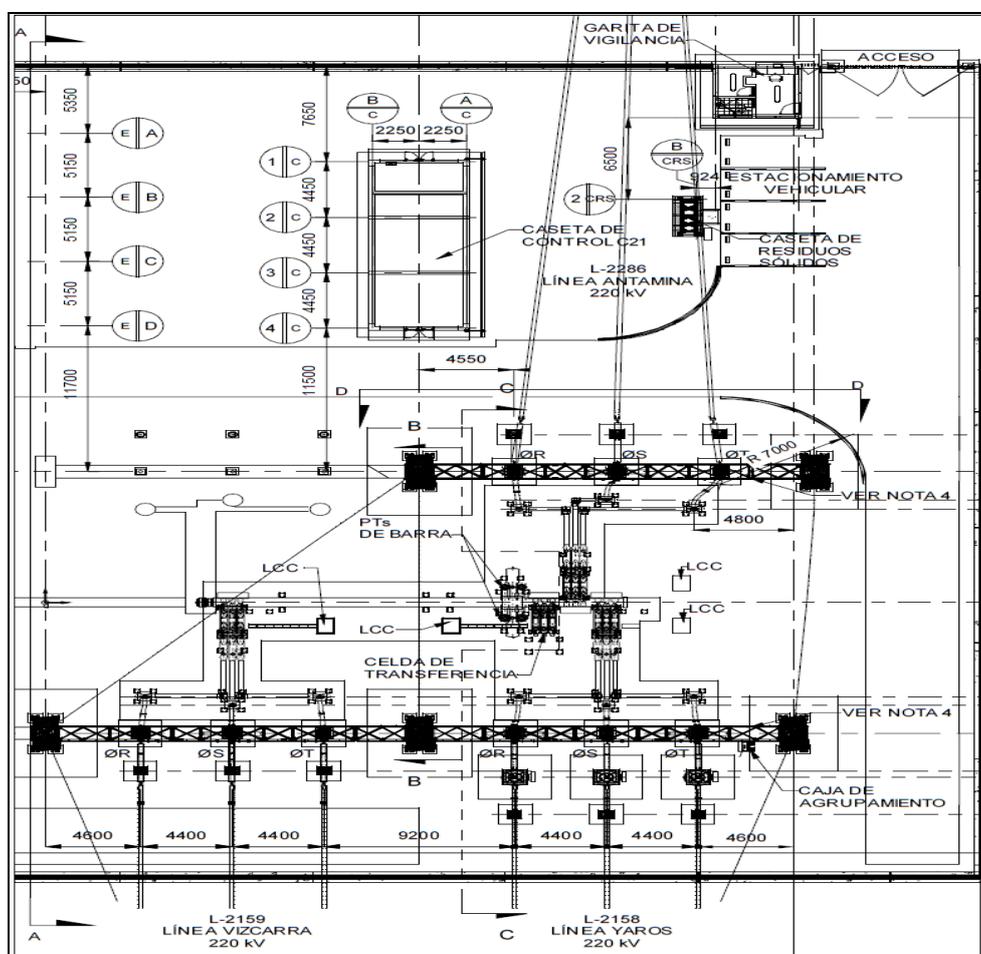


Figura 12. Vista en planta general de la S.E. Yungas 220 kV

Fuente: Siemens, 2020

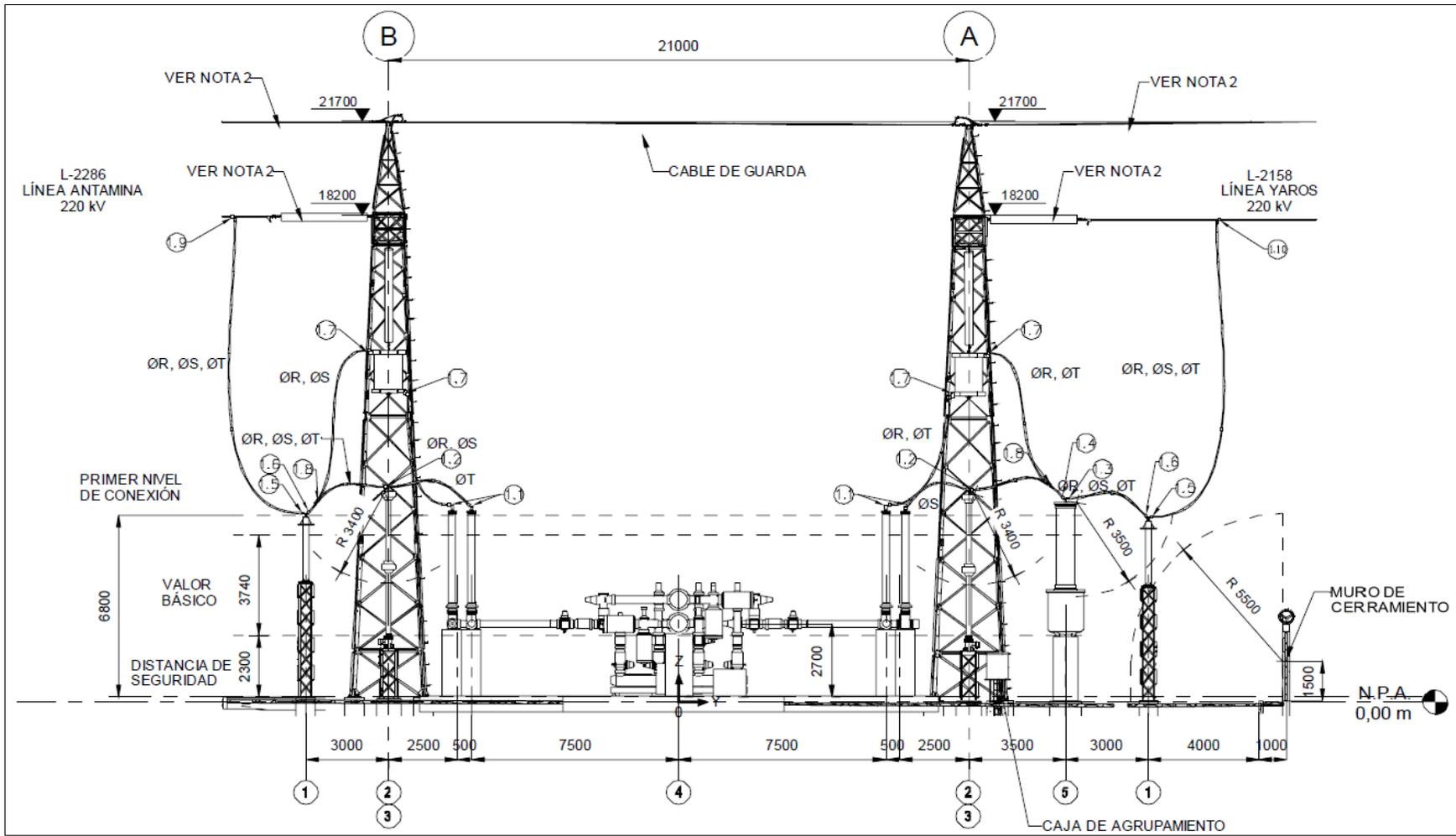


Figura 13. Se muestra la alimentación de llegada desde la subestación Yaros en 220 kV y la salida hacia la subestación Antamina en 220 kV.

Fuente: Siemens, 2020

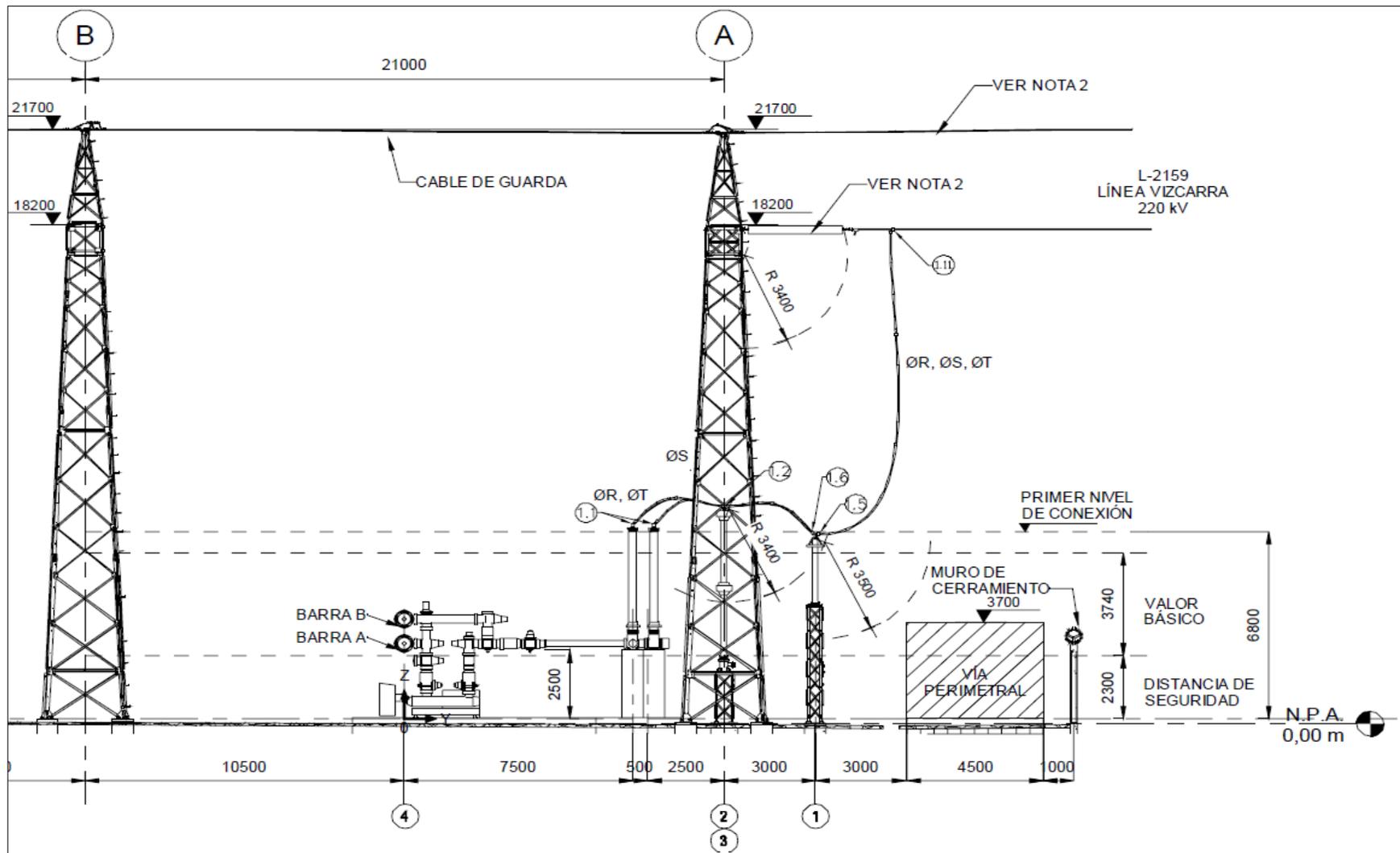


Figura 14. Se muestra la salida de interconexión desde la subestación Yungas hasta la subestación Vizcarra en 220 kV.

Fuente: Siemens, 2020

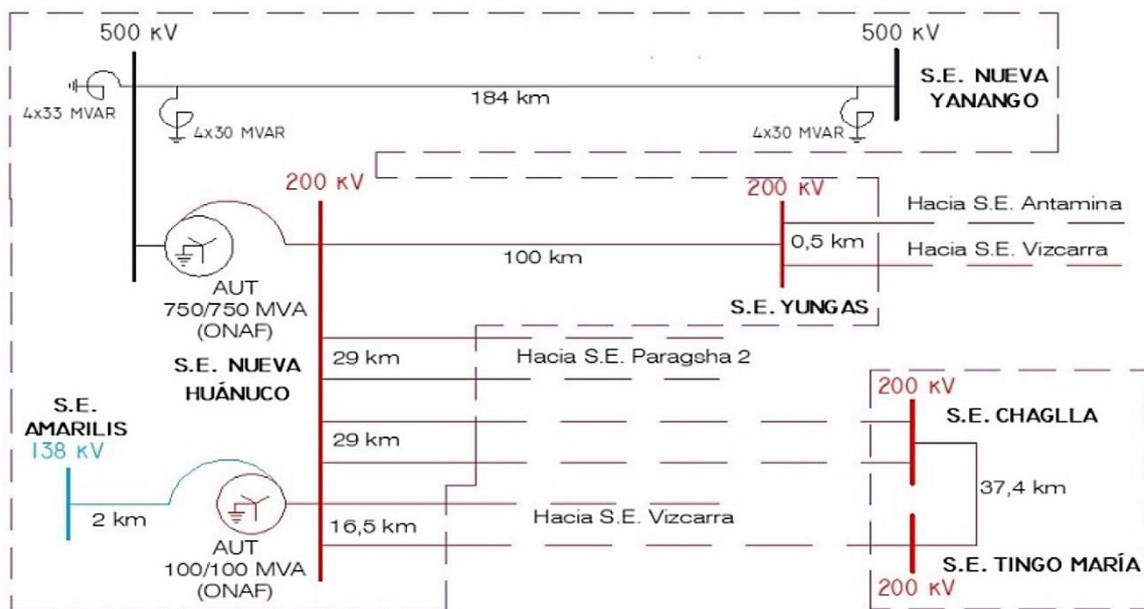


Figura 15. Yungas 220 kV, diagrama unifilar de conexión al sistema.

Fuente: Compendio de proyectos - Osinergmin, 2018, p. 38.

La tecnología GIS de la S.E. Yungas, será de doble barra y tendrá un seccionador de transferencia, conteniendo las siguientes instalaciones:

- Una celda de conexión de línea, hacia la subestación eléctrica Vizcarra.
- Una celda de conexión de línea, hacia la subestación eléctrica Antamina.
- Una celda de conexión de línea, hacia la subestación eléctrica Nueva Huánuco (S.E. Yaros).
- Celda de acoplamiento.
- Sistemas secundarios: protección, medición, control y comunicaciones, servicios auxiliares, puesta a tierra, etc.
- Sistemas de barras y pórticos.
- Previsión de espacio para celdas futuras en total 8.
- No se tiene conjeturado la implementación de algún transformador de potencia.

LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN 220 kV YAROS – YUNGAS (L-2158)

- Longitud de línea aproximada: 104 km
- Número de ternas: 1
- Para un voltaje nominal: 220 kV (Tensión operación)

- Tensión máxima: 245 kV (del sistema)
- Tipo de estructura de soportes: Acero galvanizado (Celosía Autosoportada)
- Tipo de conductor para conexión de línea: ACAR 800
- Número de conductores para conexión por fase: 2
- Tipo de cable de guarda: Uno (Tipo OPGW), de 36 fibras, de 107,5 mm² de sección y otro cable Dotterel, de sección nominal 141,9 mm².

TRAMO NUEVO YUNGAS - VIZCARRA 220 kV (L-2159)

- Longitud de línea aproximada: 0,94 km
- Número de ternas: 1
- Tensión nominal: 220 kV (Tensión operación)
- Tensión máxima: 245 kV (del sistema)
- Tipo de estructura de soportes: Acero galvanizado (Celosía Autosoportada)
- Tipo de conductor para conexión de línea: ACSR 1033
- Número de conductores para conexión por fase: 1
- Cable de guarda: Dos (tipo OPGW), de 36 fibras, de 107,5 mm² de sección.

TRAMO NUEVO YUNGAS - ANTAMINA 220 kV (L-2286)

- Longitud de línea aproximada: 0,94 km
- Número de ternas: 1
- Voltaje nominal: 220 kV (Tensión operación)
- Tensión máxima: 245 kV (del sistema)
- Tipo de estructura de soportes: Acero galvanizado (Celosía Autosoportada)
- Tipo de conductor para conexión de línea: ACSR 1033
- Número de conductores para conexión por fase: 1
- Cable de guarda: Dos (tipo OPGW), de 36 fibras, de 107,5 mm² de sección.

4.2.1. CRITERIOS TÉCNICOS DE DESEMPEÑO

De acuerdo con el procedimiento técnico 20 del COES - PR-20 - se tienen los siguientes criterios técnicos de desempeño:

Para la Tensión:

- En Estado Normal: debe cumplir y estar dentro del rango de más y menos del 5 % de los voltajes nominales para el equipamiento de la S.E, teniendo como equipo principal los transformadores de potencia. Además, para las barras del sistema de transmisión, los estados normales de las tensiones pueden estar en el rango de 2,5 % de las tensiones de operación.
- El Estado de Emergencia: debe conservar un valor de tensión entre 0,9 y 1,10 p.u. del voltaje de maniobra, íntegro las barras, con un voltaje nominal de: 220 kV y 500 kV. Debe mantenerse en el rango de: 0,9 y 1,05 p.u. del voltaje de maniobra en todas las barras con voltaje menor o igual: 138 kV.

Para la Sobrecargas:

- En Estado Normal: las sobrecargas no son aceptables tanto en transformadores de potencia como en líneas.
- En Estado de Alerta (Contingencia N-1): transformadores y líneas: la sobrecarga aceptable en líneas será de 20%, no se acepta sobrecargas en transformadores de potencia.

4.2.2. Características Eléctricas y Ambientales del Proyecto

En la tabla 13 se mencionan los datos generales para la S.E. Yungas.

Tabla 13. Características Eléctricas y Ambientales operación del Proyecto

Descripción	Valor	Unidad
Tensión nominal	220	kV
Tensión máxima del sistema (*)	245	kV
Altura promedio de la instalación	3800	m.s.n.m
Nivel de Contaminación	20	mm/kV

(*) Nivel de aislamiento estándar para Rango I, según norma IEC 60071-1.

Características de la red

Fuente: Autoría propia

4.3. DETERMINAR LAS CARACTERÍSTICAS DE LOS DESCARGADORES DE SOBRETENSIÓN (PARARRAYOS) PARA UNA SELECCIÓN QUE SE APLIQUE EN LA SUBESTACIÓN YUNGAS 220 KV.

4.3.1. SELECCIÓN DE PARARRAYOS

La selección del descargador se realiza con la norma IEC 60099-4 2014. El procedimiento consiste principalmente en determinar los voltajes residuales del descargador de sobretensión para maniobras (Ups) y para descargas atmosféricas (Upl), en la tabla 14 se define lo que es **SIPL** y **LIPL**.

Tabla 14. Niveles protección para la selección de Pararrayos

Niveles de Protección	
<p>Nivel de protección a impulsos tipo maniobra (SIPL, Switching impulse protection level)</p> <p>Es el valor máximo de la tensión residual del pararrayos a las corrientes de impulso tipo maniobra especificadas.</p>	<p>Ups</p> <p>30/70us</p> <p>30/60us</p>
<p>Nivel de protección a impulsos tipo rayo (LIPL, lightning impulse protection level)</p> <p>Es la máxima tensión residual del pararrayos para la corriente nominal de descarga tipo rayo.</p>	<p>Upl</p> <p>8/20us</p>

Fuente: Autoría Propia

4.3.2. TENSIÓN DE OPERACIÓN CONTINUA (TOC) DEL DESCARGADOR DE SOBRETENSIÓN U_c

El voltaje de operación continua es la tensión en la cual el descargador de sobretensión se encuentra en circuito abierto y en condiciones normales de operación.

$$U_c, \min \geq \begin{cases} \frac{1.05 \times U_m}{\sqrt{3}} & \text{Efectivo y conectado a tierra} \\ 1.05 \times U_m & \text{No efectivo y conectado a tierra} \end{cases}$$

4.3.3. PARA EVALUAR LA SOBRETENSIÓN TEMPORAL SE DEBE TENER EN CUENTA LA SIGUIENTE ECUACION (TOV)

$$TOV = Ke \cdot \frac{U_m}{\sqrt{3}} \dots (49)$$

En dónde:

Ke: se le conoce como el factor de tierra

Ke = el valor 1,4: se emplea para sistemas sólidamente de puesta a tierra.

Ke = 1.73: valor utilizado para sistemas con neutro aislado.

4.3.4. VOLTAJE NOMINAL U_r DEL DESCARGADOR

Para el descargador de sobretensión su tensión nominal U_r , es el valor superior entre U_{r1} y U_{r2} .

$$U_{r1} = \frac{COV}{k_o} \dots (50)$$

k_o : se le nomina el factor de diseño del descargador de sobretensión, el cual tiende a variar según el fabricante, sin embargo, el valor típico es 0,8.

$$U_{r2} = \frac{TOV}{k_{tov}} \dots (51)$$

Factor k_{tov} : determinado como un valor eficaz, del mayor sobrevoltaje temporal a frecuencia industrial, capaz de soportar a través de sus terminales durante un tiempo determinado.

Pueden presentarse como referencia los valores de k_{tov} para 1s = 1,15 y 10s = 1,06. ver sección 6.3.2.2 de la norma IEC 60099-5 2018. Siendo el valor recomendado y usado para pruebas el de 10s, en la figura 16 se muestra cómo se determina el factor k_{tov}

Power frequency voltage versus time characteristic (TOV) (initial temperature +60°C)
 Curva característica tensión a.c. - tiempo (TOV) (Temperatura inicial + 60°C)

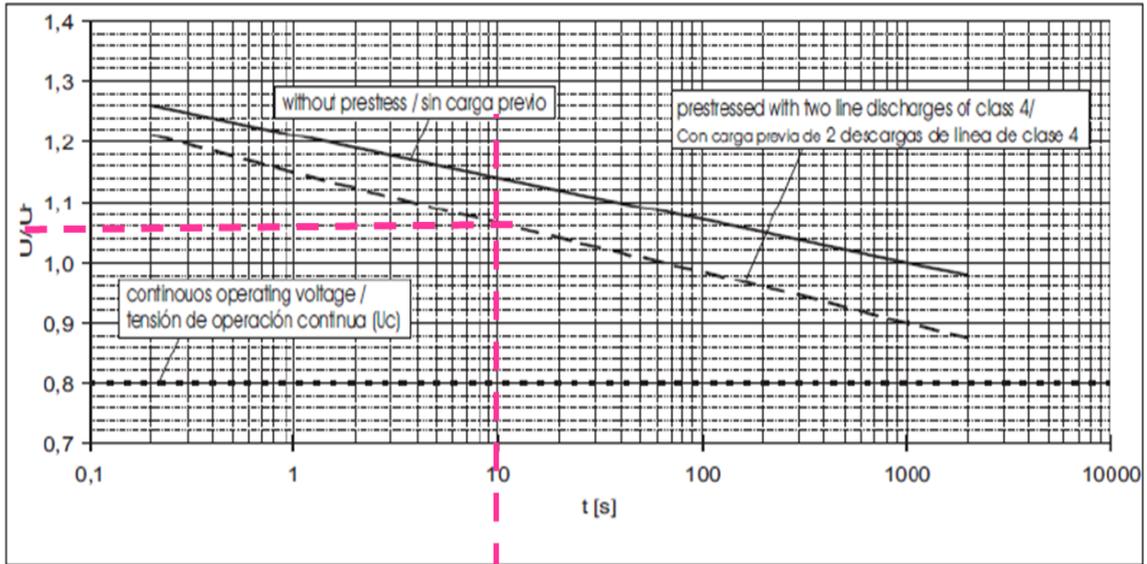


Figura 16. Curva típica de sobretensión de pararrayos

Fuente: Norma IEC 60099-5, 2018

Aplicando el método, se obtuvo las tensiones de operación continua y nominales para los descargadores de sobretensión.

$$U_c = \frac{1,05 * 245kV}{\sqrt{3}} = 148,52 kV$$

$$T_{ov} = \frac{1,40 * 245kV}{\sqrt{3}} = 198,03 kV$$

$$U_{r1} = \frac{148,52kV}{0,8} = 185,65 kV$$

$$U_{r2} = \frac{198,03kV}{1,06} = 186,82 kV$$

$$U_r = \max\{U_{r1}, U_{r2}\} = 186,82kV$$

4.3.5. CORRIENTE NOMINAL DE DESCARGA

Tomando en cuenta el valor de U_r (186,82 kV), conforme a la publicación IEC 60099-4 2004, se opta por una corriente nominal de descarga, de 10 kA, según Tabla 1. En la tabla 15 se muestra la elección de corriente nominal de descarga.

Tabla 15. Elección de corriente nominal de descarga

	Corriente de descarga nominal estándar ^a				
	20 000 A	10 000 A	5 000 A	2 500 A	1 500 A
Voltage Nominal U_r (kV _{rms})	$360 < U_r \leq 756$	$3 \leq U_r \leq 360$	$U_r \leq 132$	$U_r \leq 36$	^b
^a En algunos países se acostumbra clasificar los descargadores de la siguiente manera: <ul style="list-style-type: none"> - Estación para descargadores de 10 000 A y 20 000 A; - Intermedio o distribución para descargadores de 5000 A. - Descargadores secundarios de 1500 A. ^b Se está considerando este rango de bajo voltaje					

Fuente: Traducción libre de la norma IEC 60099-4, 2004

4.3.6. CORRIENTE DE DESCARGA PARA IMPULSO TIPO MANIOBRA

Esta corriente permite determinar el voltaje residual U_{ps} y se consigue en la tabla 1 de la norma IEC 60099-4 2014. Y guarda relación directa con la intensidad nominal de descarga. En este caso para la intensidad nominal de descarga de 10kA en una instalación de mediana importancia se obtiene 1kA, en la tabla 16 se muestra la elección de corriente de descarga para impulso tipo maniobra.

Tabla 16. Selección de corriente de descarga para impulso tipo maniobra

Clase de pararrayos	Estación			Distribución		
	SH	SM	SL	DH	DM	DL
Designation						
Nominal discharge current ^a	20 kA		10 kA	10 kA	5 kA	2,5 kA
Switching impulse discharge current ^a	2 kA	1 kA	0.5 kA	--	--	--
Q_{rs} (C)	$\geq 2,4$	$\geq 1,6$	$\geq 1,0$	$\geq 0,4$	$\geq 0,2$	$\geq 0,1$
W_{th} (kJ/kV)	≥ 10	≥ 7	≥ 4	--	--	--
Q_{th} (C)	--	--	--	$\geq 1,1$	$\geq 0,7$	$\geq 0,45$
^a Se pueden especificar otras corrientes previo acuerdo entre el fabricante y el usuario. NOTA: Las últimas "H", "M" y "L" en la designación significan servicio "alto", "medio" y "bajo", respectivamente.						

Fuente: Traducción libre de la norma IEC 60099-4, 2014, Pág. 26

Con los valores de U_c , U_r , TOV, intensidad nominal de descarga e intensidad de descarga para impulso tipo maniobra entramos en el catálogo de cualquier fabricante y se obtienen los valores de Ups y Upl, en la figura 17 se muestra los valores referenciales de los pararrayos en la entrada de línea.

Guaranteed protective data 245 - 550 kV

Max. system voltage U_s	Rated voltage U_r	Max. continuous operating voltage ⁽²⁾		TOV capability ⁽²⁾								Max. residual voltage with current wave		
				30/60 μ s				8/20 μ s						
		as per IEC	as per ANSI/IEEE	1 s	10 s	1 kA	2 kA	3 kA	5 kA	10 kA	20 kA	40 kA		
kV_{rms}	kV_{rms}	U_c kV_{rms}	MCOV kV_{rms}	kV_{rms}	kV_{rms}	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{peak}
245	180	144	144	196	186	351	364	373	390	410	449	492		
	192	154	154	209	199	375	388	398	415	437	479	525		
	198	156	160	216	205	387	400	410	428	451	494	541		
	210	156	170	229	217	410	425	435	454	478	524	574		
	216	156	174	236	223	422	437	448	467	492	539	590		
	219	156	177	239	227	427	443	454	474	499	546	598		
	228	156	180	249	236	445	461	473	493	519	568	623		

Figura 17. Datos referenciales de pararrayos de 192 kV

Fuente: Guía del comprador ABB, 2018, Pág. 97

NPM (Ups) = 375 kV... 1.0 kA onda 30/60us

NPR (Upl) = 437 kV... 10.0 kA onda 8/20us

Datos de fábrica (Data Sheet de Pararrayos $U_r = 192$ kV de ABB – PEXLIM P)

4.4. DETERMINAR Y ANALIZAR EL NIVEL DE AISLAMIENTO PARA LOS EQUIPOS DE LA S.E. YUNGAS 220 kV.

4.4.1. COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

Se ha realizado la coordinación de aislamiento a través de cálculos para la subestación Yungas 220 kV en base a la guía establecida en la normativa IEC 60071-1 y IEC-60071-2 cuyo procedimiento fue descrito en la sección Metodología de este trabajo de grado, para el desarrollo de los cálculos se programó una hoja en Excel para mayor precisión, que seguidamente, se muestran los resultados obtenidos en el estudio de coordinación de aislamiento.

4.4.2. PRIMER PASO. DETERMINAR LAS SOBRETENSIONES REPRESENTATIVAS (URP)

A. TENSIÓN A FRECUENCIA INDUSTRIAL

El voltaje máximo del sistema $U_s = U_m$ el cual se obtiene de la tabla 2 del estándar IEC 60071-1 2019 es igual a 245 kV y con este valor se obtiene la tensión base (U_{base}), en la tabla 17 se muestra los valores de tensión máxima y tensión base.

Tabla 17. Determinación de la tensión máxima del sistema.

I. Determinación de las sobretensiones representativas (U_{rp})		
1.1 Tensión más elevada de la red	$U_s = 245 \text{ kV}$	Fase - fase
Tensión base	$U_{base} = U_s * \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \dots (1)$	200 kV 1.0 p. u (cresta)

Fuente: Autoría propia

B. SOBRETENSIONES TEMPORALES (POR FALLA A TIERRA Y POR RECHAZO DE CARGA)

B1. SOBRETENSIONES POR FALLAS A TIERRA

Según Anexo A de la norma IEC 60071-2: 2018, se pueden encontrar unas curvas para determinar el factor “k” que representa la sobretensión del sistema por fallas a tierra, este factor k va desde 1,2 hasta 1,7 en p.u, lo cual depende de la efectividad del sistema de puesta a tierra y se obtiene con las impedancias de secuencia Positiva y Zero que arroja el estudio de cortocircuito. En este caso el valor escogido fue de $k= 1,4$ P.u por ser un sistema sólidamente puesto a tierra.

B2. SOBRETENSIONES POR RECHAZO DE CARGA

Los valores del valor K_d (factor de deslastre) pueden ser obtenidos a través de simulación del sistema en un software de transitorios electromagnéticos, sin embargo, para el rango I (tensiones <245kV) la práctica común es utilizar los valores determinísticos indicados estipulado en la sesión 4.3.2.3 de la IEC 60071-2: 2018 los cuales se muestran en la figura 2. En este proyecto se tienen líneas cortas y grandes potencias de cortocircuito por lo tanto se selecciona $K_d= 1,2$, en la tabla 18 se muestra los valores de sobretensiones temporales.

Tabla 18. Valores de sobretensiones temporales

1.2. Sobretensiones temporales		
Fallas a tierra	Factor de falla tierra = 1.40 p.u.	$U_{rp(p-e)} = k \cdot U_s / \text{raíz} = 198 \text{ kV}$ (fase. tierra)
Rechazo de carga	Sobretensión máx. = 1.20 p.u.	$U_{rp(p-e)} = k \cdot U_s / \text{raíz} = 170 \text{ kV}$ (fase. tierra)
Sobretensiones resultantes:	$U_{rp(p-e)} = 198 \text{ kV}$	$U_{rp(p-p)} = K_d \cdot U_s = 294 \text{ kV}$

Fuente: Autoría propia

C. SOBRETENSIONES DE FRENTE LENTO

Para calcular U_{e2} se debe considerar los 4 eventos que recomienda la norma IEC 60071-2: 2018 en su figura 1, Para esta subestación los eventos que están previstos desde su operación es solo energización, los interruptores tienen resistencia de pre-inserción, el sistema de potencia es complejo porque pertenece al sistema interconectado nacional y no hay compensación paralela. Con todas las consideraciones anteriores se entra en la figura 1 y se obtienen los valores máximos, mínimo y promedio de U_{e2} , el método del cálculo y valores de las sobretensiones se muestra en la tabla 19 y figura 18.

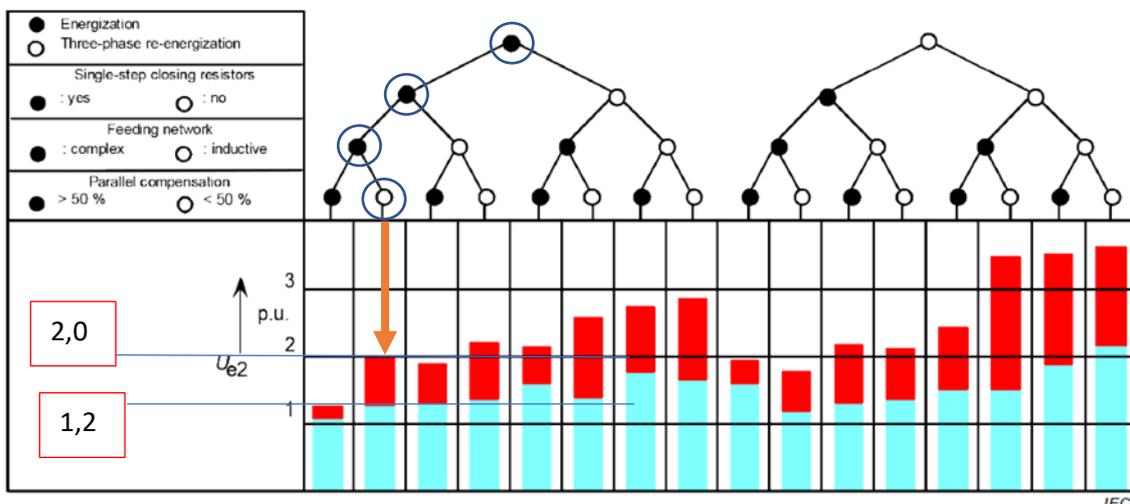


Figura 18. En la presente figura se muestra el método del cálculo de sobretensión representativa

Fuente: Norma IEC 60071-2, 2018, pág. 25

Tabla 19. Valores de sobretensiones representativas de frente lento U_{e2}

SOBRETENSIONES REPRESENTATIVAS DE FRENTE LENTO (U_{e2})			
Fase – tierra (extremo remoto)	U_{e2}	2,0	Máximo
Fase- tierra (Mínimo)	U_{e2}	1,2	Mínimo
Fase- tierra (Extremo local)	U_{e2}	1,6	Promedio de Max y Min
$U_{e2} (kV) = U_{e2} (pu) * U_{base}$			

Fuente: Autoría propia

Con los valores de U_{e2} para el extremo remoto (valor máximo) y extremo local (valor promedio) nos dirigimos a la figura 19 de la IEC 60071-2:2018 y encontramos los valores de U_{p2} .

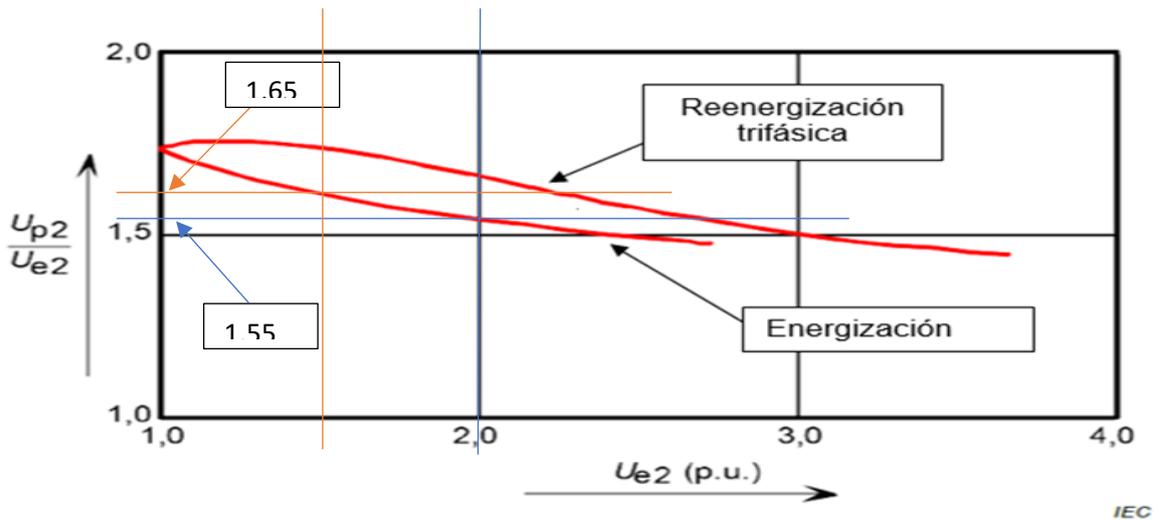


Figura 19. En la presente figura se muestra los valores U_{p2}

Fuente: Norma IEC 60071-2, 2018, pág. 26

Tabla 20. Resultado de los valores de sobretensiones representativas de frente lento U_{p2}

SOBRETENSIONES REPRESENTATIVAS DE FRENTE LENTO (U_{p2})		
Fase – Fase (Extremo Remoto)	U_{p2}	$U_{p2} = 1,55 \times 2,0 = 3,10$
Fase – Fase (Mínimo)	U_{p2}	
Fase – Fase (Extremo Local)	U_{p2}	$U_{p2} = 1,65 \times 1,6 = 2,64$

Fuente: Autoría propia

C.1 SELECCIÓN DEL DESCARGADOR (VOLTAJES RESIDUALES Ups y UpI)

Los voltajes residuales del descargador de sobretensión fueron calculados y arrojaron los siguientes resultados:

NPM (Ups) = 375 kV... 1.0 kA onda 30/60us

NPR (UpI) = 437 kV... 10.0 kA onda 8/20us

C.2 SOBRETENSIONES REPRESENTATIVAS DE FRENTE LENTO

Tabla 21. Valores de sobretensiones representativas de frente lento para los equipos de entrada de línea y otros equipos

1.3 Sobretensiones de frente lento					
Extremo Remoto	$U_{et} = 1,25U_{e2-0,25}$	$U_{e2} =$	2	450 kV	Fase - tierra
	$U_{pt} = 1,25U_{p2-0,43}$	$U_{p2} =$	3.10	689 kV	Fase - Fase
Extremo local	$U_{et} = 1,25U_{e2-0,25}$	$U_{e2} =$	1.6	350 kV	Fase - tierra
	$U_{pt} = 1,25U_{p2-0,43}$	$U_{p2} =$	2.64	574 kV	Fase - Fase
1.4 Pararrayos en entrada de línea y cerca de los transformadores:					
Ups =	375	kV			
Ups =	337	kV			
Equipos en entrada de línea	$U_{rp} (p-e) =$	375	kV	Formular el mínimo valore entre U_{pt} y $2*U_{ps}$ IEC 60071-2	
	$U_{rp} (p-p) =$	689	kV		
Extremo local	$U_{rp} (p-e) =$	350	kV		
	$U_{rp} (p-p) =$	574	kV		

Fuente: Autoría propia

4.4.3. SEGUNDO PASO, DETERMINACIÓN DE LAS TENSIONES DE SOPORTABILIDAD PARA COORDINACIÓN (UCW)

A. SOBRETENSIONES TEMPORALES

Para esta clase de sobretensiones, la tensión de soportabilidad de coordinación es igual a la sobretensión representativa temporal, por lo tanto, el factor de coordinación K_c es igual a 1 según lo indicado en la sección 5.3.2.1 de la norma IEC 60071-2: 2018, en la tabla 22 se muestra los valores hallados para las sobretensiones temporales.

Tabla 22. Resultado del cálculo de sobretensiones temporales

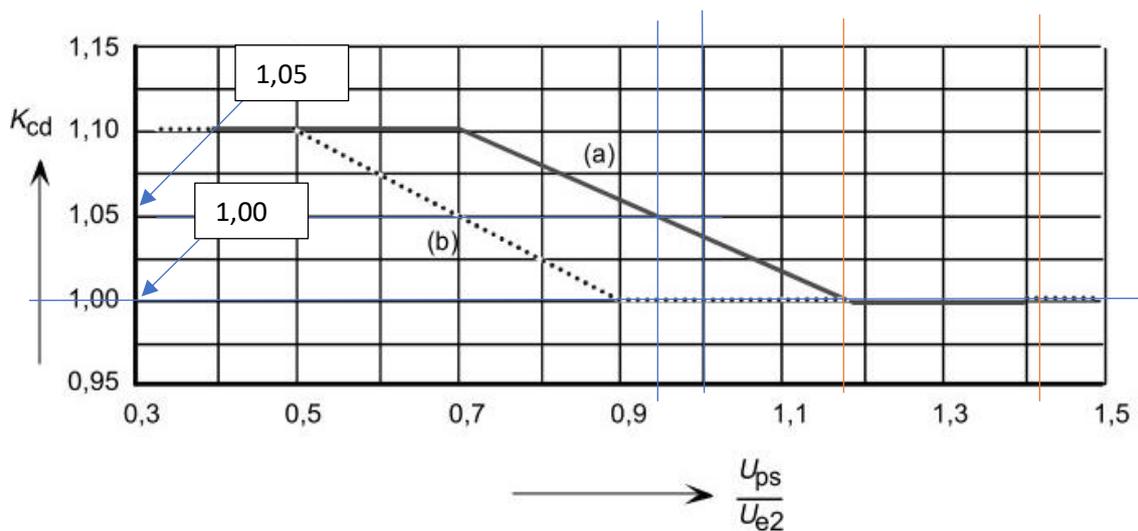
II. Determinación de las tensiones soportadas de coordinación (Ucw)				
2.1 Sobretensiones temporales				
$U_{cw} (p-e) = k_c \cdot U_{rp} (p-e)$	$k_c =$	1.0	198	kV
$U_{cw} (p-p) = k_c \cdot U_{rp} (p-p)$	$k_c =$	1.0	294	kV

Fuente: Autoría propia

B. SOBRETENSIONES DE FRENTE LENTO (MANIOBRAS)

El cálculo de la tensión de soportabilidad se realiza multiplicando el valor máximo de la sobretensión representativa por el factor de coordinación determinista (K_{cd}), debido que depende de la relación mediante el nivel de seguridad al impulso de maniobra del pararrayos U_{ps} y el valor de la sobretensión fase a tierra U_{e2} , en la siguiente figura 20 según de la IEC 60071-2 se evidencia la relación.

Tomando en cuenta que el voltaje residual del pararrayos es $U_{ps} = 375$ kV y los valores en entrada de línea ($U_{e2} = 2,0$ y $U_{p2} = 3,10$) y otros equipos ($U_{e2} = 1,6$ y $U_{p2} = 2,64$).



a): coordination factor applied to the surge arrester protective level to obtain the co-ordination withstand voltage phase-to-earth (applies also to longitudinal insulation);

b): co-ordination factor applied to twice the surge arrester protective level to obtain the co-ordination withstand voltage phase-to-phase.

Figura 20. Determinación del Factor de coordinación de determinístico K_{cd}

Fuente: Norma IEC 60071-2, 1996, pág. 75

Tabla 23. Resumen de valores de factor Kcd para sobretensiones de frente lento

Kcd para sobretensiones de frente lento		Relación	Kcd(figura)
Para equipos a la entrada			
Fase - tierra	Ups/Ue2	$375 / (2 \cdot 200) = 0,94$	1,05
Fase - Fase	2Ups/Up2	$2 \cdot 375 / (3,10 \cdot 200) = 1,21$	1,00
Para cualquier equipo excepto a la entrada			
Fase - tierra	Ups/Ue2	$375 / (1,6 \cdot 200) = 1,17$	1,00
Fase - Fase	2Ups/Up2	$2 \cdot 375 / (2,64 \cdot 200) = 1,42$	1,00

Fuente: Autoría propia

Tabla 24. Valores de sobretensiones de frente lento (Maniobra o Suicheo)

2.2 Sobretensiones de frente lento (Maniobra o Suicheo)					
Equipos en entrada de línea:	Ups/Ue2 =	0.94	Kcd =	1.05	fase-tierra
	2Ups/Up2 =	1.21	Kcd =	1.0	fase-fase
	Ucw(p-e) = Kcd*Urp(p-e)		Ucw (p-e) =		394 kV
	Ucw(p-p) = Kcd*Urp(p-p)		Ucw (p-p) =		689 kV
Otros equipos:	Ups/Ue2 =	1.17	Kcd =	1.0	fase-tierra
	2Ups/Up2 =	1.42	Kcd =	1.0	fase-fase
	Ucw(p-e) = Kcd*Urp(p-e)		Ucw (p-e) =		350 kV
	Ucw(p-p) = Kcd*Urp(p-p)		Ucw (p-p) =		574 kV

Fuente: Autoría propia

C. SOBRETENSIONES DE FRENTES RÁPIDO

El método estadístico simplificado de la IEC 60071-2, el cual nos facilita calcular la tensión mínima de soportabilidad para los equipos a través la siguiente fórmula:

$$U_{CW} = U_{pl} + \frac{A}{n} \cdot \frac{L}{L_{sp} + L_a} \dots (52)$$

En donde:

U_{cw}: que significa tensión soportable de coordinación al impulso atmosférico, kV

U_{pl}: 437 kV (Obtenido en la selección del pararrayos).

A: Es el factor dado en la Tabla E.2 de la IEC 60071-2, donde se detalla cómo se comporta la línea ante las descargas eléctricas atmosféricas, en kV. En la tabla 25, se muestra el valor *A* (kV) para un solo conductor.

Tabla 25. Selección del tipo de línea

Table E.2 – Factor A for various overhead lines

Type of line	A (kV)
Distribution lines (phase-phase flashovers):	
– with earthed crossarms (flashover to earth at low voltage)	900
– wood-pole lines (flashover to earth at high voltage)	2 700
Transmission lines (single-phase flashover to earth)	
– single conductor	4 500
– double conductor bundle	7 000
– four conductor bundle	11 000
– six and eight conductor bundle	17 000
NOTE Values in this table are applicable in Equations (E.17) and (E.19).	

Fuente: Norma IEC 60071-2, 2018, pág. 94

n : Equivale al número de líneas conectadas a la S.E. En este caso es una sola línea la que llega a la subestación por lo tanto $N=1$.

L : Distancia del pararrayo más cercano y equipo a proteger en metros (m). Para ello la IEC 60071-2 brinda la figura 21 para su cálculo, siendo de: $L = a_1 + a_2 + a_3 + a_4$

a_1 : Es la distancia de enlace del pararrayos a la línea, en m

a_2 : Es la distancia de enlace a tierra del pararrayos, en m.

a_3 : De acuerdo con el plano de disposición física de la subestación se tiene (para aislamiento externo $a_3 = 21\text{m}$ y para aislamiento interno $a_3 = 6\text{m}$)

a_4 : Es la distancia de la parte activa del pararrayos, en m. (según catálogo del fabricante 2,2mts)

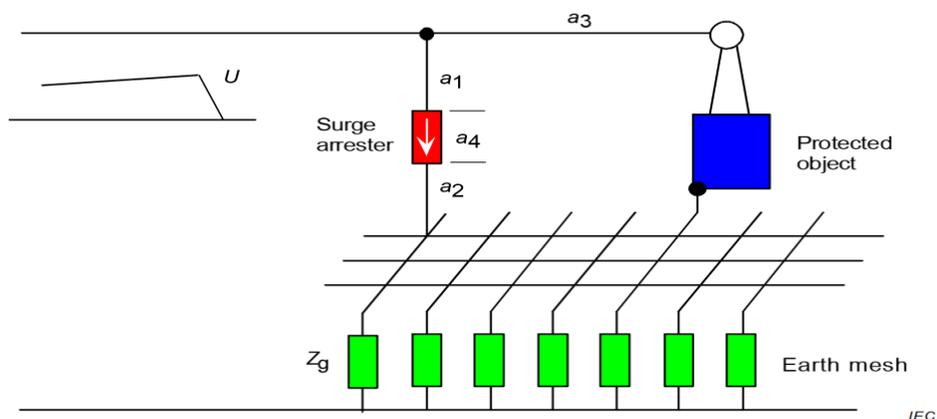


Figura 21. Longitud equivalente del descargador de sobretensión

Fuente: Norma IEC 60071-2, 2018, pág. 33

Lsp: Es la distancia del vano de las líneas, m (el vano promedio de la línea que llega a la subestación es de 350m)

La: Cálculo de la sección de línea aérea sobre la base de una tasa de salida igual a una tasa de falla admisible, *Ra*. Para ello se usará la ecuación 18.

Ra: Índice de falla para el equipo, fallas/año (1 falla cada 200 años, ver norma IEC 60071-2: 2018 sección G.4.3.3)

Rkm: Índice de fallas por año del primer km de línea desde la S.E, fallas/año/km (1 falla/100km/año según recomendación de la norma IEC 60071-2: 2018 sección E.4).

Las sobretensiones de frente rápido perjudican los aislamientos fase a tierra y fase –fase, asimismo, en la tabla 26 se muestra los cálculos para este tipo de sobretensiones.

Tabla 26. Valores de sobretensiones de frente rápido

2.3 Sobretensiones de frente rápido						
A (kV) =	4500	Tabla E.2 IEC 60071-2-2018				
L (m) =	29.2(ext.) 14.2(int.) (recorrido)	Lext.	Lint.	Lsp=	350 (vano)	
a1: distancia vertical pararrayos-barra (m)	3	3	N=	Número mínimo de líneas conectadas a la SE.	1 (1 o 2)	
a2: distancia pararrayos a malla PT (m)	3	3	La=1000* (Ra/Rkm) (m) =	valor máximo esperado para Lt =	500	
a3: distancia pararrayos-equipos (m)	21.0	6.0	Ra: tasa de falla equipos	0.0050		
a4: longitud vertical del pararrayos (m)	2.2	2.2	Rkm: tasa de fallas anuales LT (para 1er km)	0.0100		
Aislamiento externo			592 Ucw	$U_{CW} = U_{pl} + \frac{A}{n} \cdot \frac{L}{L_{sp} + L_a}$		
Aislamiento interno			512 Ucw			

Fuente: Autoría propia

4.1.4. TERCER PASO, EVALUACIÓN DE LAS TENSIONES DE SOPORTABILIDAD REQUERIDAS O ESPECIFICADAS (URW)

FACTOR DE SEGURIDAD

Se aplica para cualquier tipo de sobretensión como es el caso fase-fase y fase – tierra (temporal, frente lento, frente rápido). Sección 6.3.5 de la norma IEC 60071-2: 2018.

- Para un “aislamiento interno” $K_s = 1,15$
- Para un “aislamiento externo” $K_s = 1,05$

FACTOR DE CORRECCIÓN POR ALTITUD

El “Ka” está definido en el apartado 6.2.2 de la IEC 60071-2: 2018 que a continuación se expresa en la ecuación:

$$K_a = e^{m \times \left(\frac{H}{8150}\right)} \dots\dots (19)$$

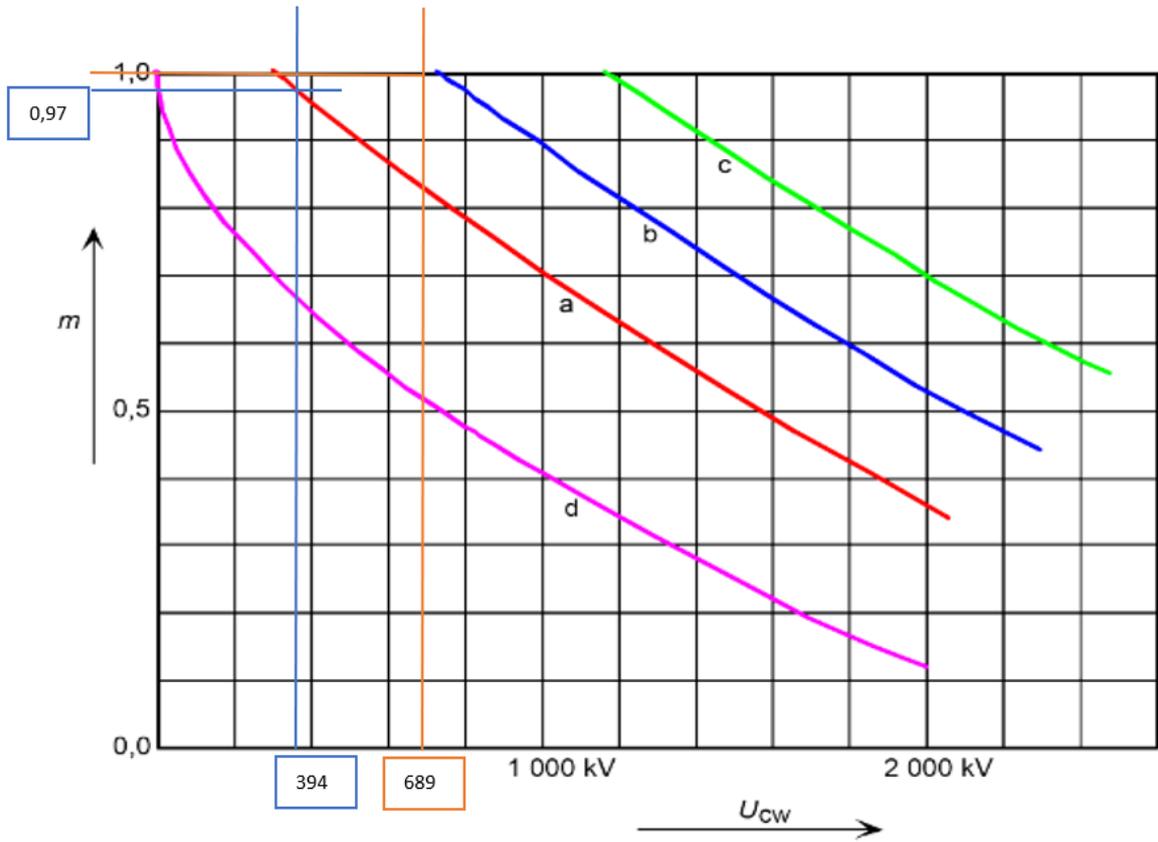
En donde:

H: Es el valor de altura sobre el nivel del mar, metros (Esta subestación se encuentra a 3800msnm)

m: Valor del exponente 1,0 para las tensiones soportadas de coordinación a impulsos tipo rayo.

m: 1,0 voltajes de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial de distancias en el aire y de aisladores. Para aisladores limpios. (Esta subestación se encuentra en una localización con contaminación media, por lo tanto, el factor $m=1$).

m: Según la figura 9 de la norma IEC 60071-2: 2018 para la coordinación de las tensiones de soportabilidad al impulso de maniobra, con los valores de U_{cw} obtenidos en el paso #2 se entra a la figura y se obtienen los valores de “m” para sobretensiones de frente lento de fase a tierra y de fase a fase. El valor de U_{cw} es el de equipos a la entrada de la línea. Por lo tanto, U_{cw} f-t = 394 kV y U_{cw} f-f = 689 kV, en la figura 22 se muestra los valores para sobretensiones de frente lento de fase a tierra y de fase a fase.



Key

- a phase-to-earth insulation
- b longitudinal insulation
- c phase-to-phase insulation
- d rod-plane gap (reference gap)

For voltages consisting of two components, the voltage value is the sum of the components.

Figura 22. Determinación exponente m tensión de coordinación impulso de maniobra

Fuente: Norma IEC 60071-2, 2018, pág. 206

Tabla 27. Resultados de Valores de tensiones soportadas especificadas (Urw)

III. Determinación de las tensiones soportadas especificadas (Urw)												
Aislamiento interno: $U_{rw} = U_{cw} * K_s$			Aislamiento externo: $U_{rw} = U_{cw} * K_s * K_a$									
FS Aislamiento interno K_s	1.15	FS aislam externo $K_s =$	1.05	K_a TOV	K_a (Switcheo F-T)			K_a (Switcheo F-F)		K_a (rayos)		
Factor de corrección atmosférica:		H =	3800	1.594	1.572			1.590		1.590		
3.1 Tensión soportada a las sobretensiones temporales	Fase-tierra	Interno	228	kV	m=	1	Temporales (F- t y F-F)					
		Externo	331	kV	m=	0.97	Maniobras (f- t)					
	Fase- fase	Interno	338	kV	m=	1	Maniobras (f- f)					
		Externo	492	kV	m=	1	Atmosfericas (f-t y f- f)					
3.2 Tensión soportada al impulso tipo maniobra	Fase tierra	Entrada línea	Externo	650	kV							
	Fase-fase	Entrada línea	Externo	1151	kV							
	Fase-tierra	Otros equipos	Interno	403	kV							
			Externo	578	kV							
	Fase-fase	Otros equipos	Interno	660	kV							
			Externo	958	kV							
3.3 Tensión soportada al impulso tipo rayo	Fase-tierra	Externo	988	kV								
		Interno	589	kV								
	Fase-Fase	Externo	988	kV								
		Interno	589	kV								

Fuente: Autoría propia

4.4.5. CUARTO PASO, EVALUACIONES DE LAS TENSIONES SOPORTADAS NORMALIZADAS (UW)

En el rango I (hasta 245 kV) el nivel de aislamiento es generalmente detallado por la tensión de soportabilidad a frecuencia industrial y la tensión de soportabilidad al impulso tipo rayo. En la tabla 28 se evidencian los factores de conversión solicitados extraídos de la Tabla 2 de la norma IEC 60071-2.

Tabla 28. Factores de conversión de prueba para el Rango I

Aislamiento	Tensión soportada a frecuencia industrial de corta duración ¹⁾	Tensión soportada a impulso tipo rayo
Aislamiento externo: <ul style="list-style-type: none"> - Distancias en el aire y aisladores limpios, en seco: • Fase-tierra • Fase-fase - Aisladores limpios, bajo lluvia 	$0,6 + U_{rw} / 8500$ $0,6 + U_{rw} / 8500$ 0.6	$1,05 + U_{rw} / 6000$ $1,05 + U_{rw} / 9000$ 1.3
Aislamiento interno: <ul style="list-style-type: none"> - GIS - Aislamiento sumergido en un liquido - Aislamiento sólido 	0,7 0,5 0,5	1,25 1,10 1,00
NOTA: U_{rw} es la tensión soportada a impulso tipo maniobra especificada en kV. 1) Los factores de conversión de ensayo incluyen un factor de $1 / \sqrt{2}$ para convertir los valores de cresta en valores eficaces		

Fuente: Traducción libre de la Norma IEC 60071-2, 2018, pág. 209

A. CÁLCULO DE CONVERSIÓN A TENSIÓN DE SOPORTABILIDAD DE CORTA DURACIÓN A FRECUENCIA INDUSTRIAL(SDW)

Tabla 29. Valores de tensión de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial (SDW)

IV. Conversión hacia las tensiones soportadas normalizadas para la gama I									
4.1 Tensión soportada a las sobretensiones temporales - frecuencia industrial									
		Externo =	0.676462	F-T (Entrada de Línea)	Interno =	0.7			
		Externo =	0.690593	F-F (Entrada de Línea)					
	FC a	Externo =	0.66798	F-T (otros equipos)	Fase tierra	Entrada línea	Externo	440	kV
	kV FI:	Externo =	0.675472	F-F (otros equipos)	Fase-fase	Entrada línea	Externo	795	kV
					Fase-tierra	Otros equipos	Interno	282	kV
							Externo	386	kV
					Fase-fase	Otros equipos	Interno	462	kV
							Externo	647	kV

Fuente: Autoría propia

B. CÁLCULO DE CONVERSIÓN A TENSIÓN DE SOPORTABILIDAD DEL IMPULSO TIPO RAYO (LIW)

Tabla 30. Valores de tensión de soportabilidad del impulso tipo rayo (LIW)

4.2 Tensión soportada al impulso tipo rayo - BIL								
FC	PF a	BIL:	Externo =	1.3	F-T (Entrada de Línea)	Interno =	1.25	
			Externo =	1.177836	F-F (Entrada de Línea)	Interno	Fase-tierra	503 kV
			Externo =	1.3	F-T (otros equipos)		Fase-fase	825 kV
			Externo =	1.156499	F-F (otros equipos)	Externo (otros equipos)	Fase-tierra	751 kV
							Fase-fase	1108 kV
						Externo (Entrada línea)	Fase-tierra	845 kV
							Fase-fase	1355 kV

Fuente: Autoría propia

4.5. RESUMEN DE RESULTADOS DEL ESTUDIO DE COORDINACION DE AISLAMIENTO

En el apartado 2 de la IEC 60071-1 se determina tensiones normalizadas de aislamiento. Que corresponde a un sistema de tensión máxima (Um).

Para el rango I, se obtuvieron los niveles de soportabilidad al impulso de maniobra, fase – tierra, siendo protegidos por ensayo de poca durabilidad a frecuencia industrial. Para la fase – fase, los niveles de soportabilidad a impulso de maniobra son protegidos por de corta de duración a frecuencia industrial o por la prueba de soportabilidad al impulso tipo rayo.

Tabla 31. Resumen de las tensiones soportadas especificadas mínimas

V. Resumen de las tensiones soportadas especificadas mínimas								
Valores de Urw: - (kV eficaz) Frecuencia Industrial - (kV cresta) Impulso maniobra			Aislamiento Externo				Aislamiento Interno	
			Equipos en entrada de línea		Otros equipos			
			Ur(w)s	Ur(w)c	Ur(w)s	Ur(w)c	Ur(w)s	Ur(w)c
Corta duración a frecuencia industrial	fase - tierra	331	440	331	386	228	282	
	fase - fase	492	795	492	647	338	462	
Impulso tipo Switcheo	fase - tierra	650	-	578	-	403	-	
	fase - fase	1151	-	958	-	660	-	
Impulso tipo Rayo	fase - tierra	988	845	988	751	589	503	
	fase - fase	988	1355	988	1108	589	825	

Fuente: Autoría propia

Los resultados obtenidos se comparan con la tabla 2 de la IEC 60071-2: 2018 para un voltaje $U_m = 245\text{kV}$ el cual se detalla en la tabla 32:

Tabla 32. Elección de las 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 de cresta)
245	(275)	(650)
	(325)	(750)
	360	850
	395	950
	460	1050
<p>NOTA: Si los valores entre paréntesis se consideran insuficientes para demostrar que <u>el</u> se cumplen los voltajes de resistencia fase a fase, se necesitan pruebas de tensión de resistencia fase a fase adicionales.</p> <p>^a Estos valores de U_m son no referidos en IEC 60038 y por lo tanto rara vez utilizados. Estos valores no deben utilizarse para los sistemas nuevos que se construyan en el futuro.</p> <p>^b Este valor de U_m no se menciona en la norma IEC 60038, pero se ha introducido en el rango I en algunas normas de aparatos.</p>		

Fuente: Autoría propia

Comentarios de los resultados obtenidos:

1. Sobretensiones a frecuencia industrial: con el valor de 460 kV fase-tierra (fase-fase= $460\text{ kV} * \sqrt{3} = 796\text{ kV}$) de la tabla 2 del estándar IEC 60071-1: 2019 se cubren tanto las tensiones de fase a tierra como los de fase a fase obtenidos en el estudio.
2. Sobretensiones de frente rápido (Tipo Rayos): con el valor de 1050 kV de la tabla 2 del estándar IEC 60071-1: 2019, se cubren las tensiones de fase a tierra para el aislamiento externo del equipamiento en la entrada y dentro de la S.E., así como el aislamiento interno obtenidos en el estudio. Sin embargo, no se cubren los voltajes de fase a fase del aislamiento externo de todos los equipos en la subestación cuyo valor obtenido es de 1355 kV en el equipamiento de la entrada de la S.E y de 1108 kV en los equipos dentro de la subestación. Para solucionar este punto técnica y económicamente factible, por ser voltajes de fase a fase se incrementará esta distancia entre las fases de los equipos según el apartado A1 de la IEC 60071-1: 2019 la cual se muestra en la tabla 33.

Tabla 33. Determinación de voltajes soportados de impulso tipo rayo de tasa estándar y mínimas de aire

Tensión de soportabilidad al impulso tipo rayo kV	Distancia mínima en el aire mm	
	Fase - Fase	Fase - Tierra
20	60	-
40	60	-
60	90	-
75	120	-
95	160	-
125	220	-
145	270	-
170	320	-
250	480	-
325	630	-
450	900	-
550	1100	-
650	1300	-
750	1500	-
850	1700	1600
950	1900	1700
1050	2100	1900
1175	2350	2200
1300	2600	2400
1425	2850	2600

Fuente: Fuente: Norma IEC 60071-1, 2019, pág. 30



4.5.1. DISTANCIAS MÍNIMAS DE ACLARAMIENTO EN AIRE

La tabla 34, contiene los valores de las distancias mínimas en el aire conforme al nivel de aislamiento por impulso tipo rayo para el conjunto de los equipos de rango I.

Tabla 34. Valores mínimos de distancia fase – tierra y distancia fase – fase en el aire

Localización		BIL (kV)	Distancia mínima (mm)
Equipo a la entrada de la línea	Fase - fase	1425	2850
	Fase – tierra		
	Barra – Estructura	1050	2100
	Conductor – Estructura	1050	1900
Otros equipos	Fase – fase	1175	2350
	Fase – tierra		
	Varilla – Estructura	1050	2100
	Conductor – Estructura	1050	1900

Fuente: Autoría propia

Requerimientos mínimos de aislamiento en aire, indicado en la IEC 60071-1, tabla A.1

V. DISCUSIÓN

En el Perú, todos los proyectos de concesión de sistemas de transmisión deben realizar estudios preoperatividad de carácter obligatorio de acuerdo con lo indicado en el PR20, esto aplica para las instalaciones eléctricas nuevas que se enlazan por vez primera al SEIN como también para infraestructuras eléctricas actuales

El presente trabajo de investigación se realiza a partir de la problemática relacionada a la necesidad de abastecer y evacuar energía a la zona centro del país. Trayendo consigo por parte del concesionario a construir la subestación eléctrica Yungas 220 kV, por ello se planteó en dar a conocer el desarrollo de la coordinación de aislamiento para el equipamiento que estará expuesto a sobretensiones temporales, que pueden ocurrir por operación de interruptores, fallas y rayos.

5.1. Descripción de la “metodología para la realización de la coordinación de aislamiento”: En este apartado se describió y explico los principales pasos de la metodología que brinda la Norma IEC 60071, para realizar el estudio de coordinación de aislación de una S.E. GIS de 220 kV a una altitud de 3800 m.s.n.m. Dentro de los antecedentes presentados, 02 de los trabajos describen el procedimiento recomendado por la Norma IEC 60071 para la realización de la coordinación de aislación , del cual, el trabajo de los autores (Díaz y Narváez, 2015) lo hace para subestaciones eléctricas convencionales de 220 kV y 500 kV para altitudes que van desde 500 – 5500 m.s.n.m. En cambio el autor (Torres, 2019) detalla el procedimiento para la coordinación de aislación para una S.E. de 33/10 kV de altitud 4500 m.s.n.m. Con lo cual se demuestra que la metodología de la normativa IEC 60071 y IEC 60072, son imprescindibles para la realización de estudios de coordinación de aislación para S.E. de media tensión (MT), alta tensión (AT) y extra alta tensión (EAT) en las diversas altitudes que puedan encontrarse las subestaciones AIS y GIS.

5.2. Descripción de la instalación de la subestación eléctrica de Yungas 220 kV: De acuerdo con la descripción realizada. A la S.E. Yungas 220 kV también se le denominaría subestación intermedia, porque interconecta a las subestaciones Antamina y Vizcarra. La capacidad de transmisión por límite térmico para el tramo línea media (L -2158) es de 450 MVA y para los tramos de líneas cortas (L – 2159 y L – 2286) es de 180 MVA. Esto es posible a través del uso de conductor ACAR 800 para la línea L-2158 y conductores ACSR1033 para las líneas L – 2159 y L – 2286. Los autores (Pilco y Rodríguez, 2016) en su evaluación número tres para la interconexión en 138 kV entre la S.E. Machupicchu I y S.E. Suriray, escogieron el conductor tipo ACAR1200 para una capacidad de transmisión de 250 MVA por ser el óptimo y seguro para el transporte de energía eléctrica.

5.3. Características de los descargadores de sobretensión (pararrayos) para una selección que se aplique en la subestación Yungas 220 kV:

Con los valores calculados de voltaje de maniobra continua del pararrayo (U_c), el voltaje nominal del descargador de sobretensión máximo (U_r), sobretensión temporal (TOV), corriente descarga para impulso tipo maniobra y corriente de descarga nominal. Se consiguió elegir el tipo de descargadores de sobretensiones para el proyecto de investigación, los cuales podrían ser de diversas marcas, para fines del estudio en el presente trabajo se hace uso del catálogo de descargadores de sobretensiones de la marca ABB.

Por lo tanto, los descargadores de sobretensión tendrán a continuación los valores de: “Tensión nominal” ($U_r = 192$ kV), tensión de trabajo continuo máximo ($U_c = 154$ kV), “nivel de protección a impulso tipo maniobra” ($U_{ps} = 375$ kV) y “nivel de protección a impulso tipo rayo” ($U_{pl} = 437$ kV), la cual se muestra en la tabla 33.

Haciendo una comparación entre los resultados del presente trabajo y artículo del autor (Arias, 2015), se confirma que para mitigar los fenómenos transitorios se debe usar descargadores de sobretensión. Eso quiere decir que, para el presente estudio, se tendrán pararrayos de línea como elemento de protección.

5.4. Determinar y analizar el nivel de aislamiento de equipos de la S.E.

Yungas 220 kV: Se realizó los cálculos de sobretensiones a frecuencia industrial 440kV obtenidos en el estudio, están dentro del rango permisible que se muestra en la tabla 2 del estándar IEC 60071-1: 2019, que indica una sobretensión máxima de 460 kV. Con esto se cubren tanto las tensiones de fase a fase como los de fase a tierra obtenidos en el estudio.

También se hizo los cálculos de sobretensiones de frente rápido (Tipo Rayos): con el valor de 1050 kV de la tabla 2 del estándar IEC 60071-1: 2019, se cubren los voltajes de fase a tierra para el aislamiento externo de los equipos en la entrada y dentro de la subestación, así como el aislamiento interno obtenidos en el estudio. Sin embargo, no se cubren los voltajes de fase a fase del aislamiento externo de todos los equipos en la subestación, cuyo valor obtenido es de 1355 kV en el equipamiento de la entrada de la S.E. y de 1108 kV en los equipos dentro de la subestación. Para solucionar este punto de técnica y económicamente factible, por ser voltajes de fase a fase se incrementará esta distancia entre las fases de los equipos según el apartado A1 de la IEC 60071-1: 2019, se muestra en la figura 47.

VI. CONCLUSIONES

- Se hizo la descripción de la metodología que brinda la norma IEC 60071, con el cual se realizó un estudio correcto de coordinación de aislamiento, a través de su edición IEC 60071-1 se tuvo las definiciones, reglas, principios y recomendaciones para el estudio y en su edición IEC 60071-2 se da los procedimientos para el desarrollo del cálculo de los valores.
- Se determinó que para las instalaciones de tramos de líneas cortas con capacidad de transmisión por límite térmico entre 180 MVA a 250 MVA se deben usar conductores ACAR800 y ACAR1200, por tener una adecuada solidez a la tracción, buena relación esfuerzo tensión – peso, ofreciendo superior resistencia mecánica y capacidad de conducción de corriente que el ACSR.
- Se hizo la selección de los descargadores de sobretensión (Pararrayos), en base al cálculo de la tensión nominal máxima y tensión de trabajo continuo máximo. De acuerdo a la IEC 60071-2, los pararrayos de línea deben instalarse al ingreso de la S.E Yungas 220 kV, como elemento de protección frente posibles descargas atmosféricas y sobretensiones de maniobra.
- Teniendo como resultados los valores de aislamiento indicados en la tabla 30. Son las mínimas para considerar en las especificaciones del equipo. Estos valores tienen en cuenta las sobretensiones que se presentarán en el sistema, el envejecimiento del aislamiento y las condiciones del sitio. Con el cual se da prueba a la hipótesis general planteada.

VII. RECOMENDACIONES

- Se debe realizar el análisis de corto circuito de la S.E. Yungas, con el programa especializado Digsilent, del cual se debe obtener los resultados de resistencia, reactancia de secuencia cero y reactancia secuencia positiva, con lo cual se hallara el factor de tierra "Ke", que vendría hacer un valor simulado, y se comprobaría con el valor teórico "Ke" que te brinda la norma IEC 60071-2.
- Se propone la implementación de descargadores de sobretensión en la entrada, intermedio y salida de la S.E. Yungas 220 kV. Con lo cual se mejoraría la coordinación de aislamiento y se lograría proteger los equipos frente a sobretensiones de maniobra y sobretensiones temporales.
- Se sugiere que todos los contadores de descarga atmosféricos de los pararrayos a instalarse incorporen un miliamperímetro con escala de 0 - 30 mA para medir la corriente de fuga de los pararrayos y registrar los números de impactos de rayos que podrían recibir y soportar los pararrayos instalados, lo cual también sería de gran ayuda para tener un control de mantenimiento adecuado.
- Se debe proteger y mantener la malla a tierra de la S.E. Yungas 220 kV en óptimas condiciones para evitar inconvenientes futuros en el funcionamiento de los pararrayos.
- Al realizar correctamente el estudio de coordinación de aislación para el diseño de S.E. de potencia. Debemos evitar sobredimensionar el aislamiento de los equipos a instalar.

REFERENCIAS

- DÍAZ SIERRA, Hervis Ramón, et al. Evaluación para la coordinación de aislamiento y distancias eléctricas en subestaciones de 220 kV y 500 kV en altitudes entre 2.500 y 5.500 MSNM. 2015.
- ARIAS RODRÍGUEZ, Cristian Camilo, et al. Metodología para el análisis de transitorios electromagnéticos de maniobra en sistemas de alta tensión (230 kV/500 kV) con ayuda del EMTP/ATP DRAW. 2015.
- PILLCO CERECEDA, Paola Cecilia; RODRÍGUEZ GAVIDIA, Pierina. Estudio de operatividad de la interconexión entre las barras en 138 kV de la Central Hidroeléctrica de Machupicchu y subestación Suriray. 2016.
- KELVIN LEBNIZ, Torres Vargas, et al. Estudio de coordinación de aislamiento de la subestación Raura 10/12 MVA–33/10 kV de la Compañía Minera Raura. 2019.
- ANTONIO JESÚS, León Astuhuaman. Coordinación de aislamiento para la subestación eléctrica Satipo de 15 MVA en 60/22, 9 kV de la empresa Electrocentro SA, basado en los parámetros de la norma IEC 60071. 2019.
- ALADRO, José Coto. *Análisis de sistemas de energía eléctrica*. Universidad de Oviedo, 2002.
- SINAC, COES. Procedimiento Técnico del Comité de Operación Económica del SEIN Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN (PR-20). *Recuperado a partir de <http://contenido.coes.org.pe/alfrescoco/es/download.do>*, 2013.
- MUNDIAL, Banco. Migración desde Venezuela a Colombia: impactos y estrategia de respuesta en el corto y mediano plazo. 2018.
- PILLCO CERECEDA, Paola Cecilia; RODRÍGUEZ GAVIDIA, Pierina. Estudio de operatividad de la interconexión entre las barras en 138 kV de la Central Hidroeléctrica de Machupicchu y subestación Suriray. 2016.
- HALL, Edilberto. La energía eléctrica, motor impulsor del desarrollo tecnológico. *Revista Prisma Tecnológico*, 2013, vol. 4, no 1, p. 4-8.
- RAMIREZ, C. F. Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión, vol. *Segunda Edición*, Bogotá: Mejía Villegas SA, 2016.

- CO-ORDINATION—PART, Insulation. 2: Application Guidelines. *IEC Standard*, 2018, p. 60071-2.
- ROJAS CAMA, Daniel Eduardo. Estudio de la coordinación de aislamiento de la subestación Chiclayo Nueva 500kV/220 kV. 2012.
- VILLALBA NORIEGA, Diego Mauricio. *Comparación entre normas IEEE e IEC sobre coordinación de aislamiento (en sistemas de distribución hasta 69kV)*. 2016. Tesis de Licenciatura. Quito, 2016.
- HAGINOMORI, Eiichi, et al. *Power system transient analysis: theory and practice using simulation programs (ATP-EMTP)*. John Wiley & Sons, 2016.
- DÁVILA, Marisol; TORRES, Daniel. Estudio y desarrollo de un sistema que contribuya en la coordinación de aislamiento para líneas y subestaciones a 115kV. *Ciencia e Ingeniería*, 2009, vol. 31, no 1, p. 33-41.
- ISA, SIEMENS, Documento PE-YANA-13Z01-S-03-K2402, “Disposición física - Planta y cortes “, 2020.
- IEC 60099-4 – 2014, Surge Arresters: Metal – Oxide Surge Arresters without Gaps for A.C. Systems.
- IEC 60071-1. (2006). Insulation co-ordination - Part 1: Definitions, principles and rules.
- IEC 60071-2. (1996). Insulation co-ordination - Part 2: Application guide.
- Martinez Mendoza, J. (2010). COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO EN UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE MANIOBRA DE 230 KV. México.
- FULCHIRON, D. Sobretensiones y Coordinación de Aislamiento. España. *Cuaderno Técnico*, 1994, no 151.
- RIOS SIGCHO, Juan Francisco. *Coordinación de aislamiento para la línea a 500 kV, doble circuito, de la interconexión Ecuador-Perú por sobrevoltaje de maniobra*. 2019. Tesis de Licenciatura. Quito, 2019.
- CADRAZCO DE LA ROSA, Daniela, et al. HERRAMIENTA COMPUTACIONAL: COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO EN SUBESTACIONES DE ALTA Y EXTRA ALTA TENSIÓN. 2019.
- MAMANI CCOA, Parco Demetrio. Coordinación de aislamiento y análisis de sobretensiones transitorias atmosféricas para líneas aéreas de media tensión de 22.9 kv-Chumbivilcas. 2018.

- HILEMAN, Andrew R. *Insulation coordination for power systems*. CRC Press, 2018.
- WIEBBELLING, CARLOS DIEGO; DO IGUAÇU-PR, F. O. Z. CENTRO UNIVERSITÁRIO DINÂMICA DAS CATARATAS CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA.
- ELÉCTRICA ingeniería: Coordinación de Aislación en la ampliación SE Cumbres 500kV y Cumbres 220kV. (Diciembre, 2018). Estudios sistemáticos. Disponible en <https://pgp.coordinador.cl/irequest/5af3090236d9ef416dc55bdc>
- IEC 60071-2 - 2018, Insulation Co-ordination: Application Guide.
- IEC STANDARD 60099-5 - 2000, Surge Arresters: Selection and Application Recommendations.
- IEC 60071-1 - Versión 8.1 2011-03, Insulation Co-ordination: Definition, Principles and Rules.
- R. Hileman, "Insulation Coordination for Power Systems," pp. 1-632, Taylor & Francis Group is the Academic Division of T&F Informa plc, Publishes in 1999 by CRC Press, 2018.
- Saha, "Doing Math with Python: Use Programming to Explore Algebra, Statistics, Calculus, and More", San Francisco, pp. 1-265. No Starch Press, 2015.
- P. and productivity for a better world ABB, "Controlled Switching Buyer's And Application Guide", pp. 1-54, 2015.
- SHETTY, Manish, et al. The Catalytic Mechanics of Dynamic Surfaces: Stimulating Methods for Promoting Catalytic Resonance. *ACS Catalysis*, 2020, vol. 10, no 21, p. 12666-12695.
- BEDOUI, Samir; BAYADI, Abdelhafid. Insulation Coordination Study of 400 kV High Voltage Substation. En *2019 Algerian Large Electrical Network Conference (CAGRE)*. IEEE, 2019. p. 1-6.
- OSBORNE, Mark; KAWAKITA, Koji. Substations and Electrical Installations. En *Electricity Supply Systems of the Future*. Springer, Cham, 2020. p. 213-241.

- LLANES, Rodrigo Elias; HALLIGAN, Matthew; GUTTROMSON, Ross. *Substation Configuration Survey for Electromagnetic Coupling Analysis*. Sandia National Lab.(SNL-NM), Albuquerque, NM (United States), 2020.
- LEE, H., YOON, D.-H., LEE, S.-R., YANG, B.-M., & JANG, G. (2013). THE INSULATION COORDINATION AND SURGE ARRESTER DESIGN FOR HTS CABLE SYSTEM IN ICHEON SUBSTATION. *PHYSICA C*, 484, 223–228.
<https://doi.org/10.1016/j.physc.2012.03.054>.
- HAUSCHILD, Wolfgang; LEMKE, Eberhard. Tests with High Alternating Voltages. En *High-Voltage Test and Measuring Techniques*. Springer, Cham, 2019. p. 89-167.
- ING, Bolívar Escobar; ING, Luis Ruales. Coordinación de aislamiento en forma determinística, ante descargas atmosféricas en subestaciones aisladas en SF6. Aplicación: patio de 230 kV de la subestación Sopladora.
- MANGANO, IL Avila; DI MAURO, G. F.; SUÁREZ, J. A. Estudio de los Efectos de las Descargas Atmosféricas sobre la Confiabilidad de las Líneas Aéreas de Transporte de Energía. *Universidad Nacional de Mar del Plata (UNMDP)*, 2015.

ANEXOS

ANEXO 1

MATRIZ DE OPERACIONALIZACIÓN DE VARIABLES

VARIABLES DE ESTUDIO	DEFINICIÓN CONCEPTUAL	DEFINICIÓN OPERACIONAL	DIMENSIÓN	INDICADORES	ESCALA DE MEDICIÓN
Variable independiente: Factores y Parámetros de la Norma IEC 60071.	Datos iniciales a tener en cuenta en el desarrollo de la coordinación de aislamiento.	Tensión nominal y tensión máxima del sistema eléctrico Yungas.	-----	Kilovoltios (kV)	220 – 245 kV
Variable dependiente: Estudio de coordinación de aislamiento.	Niveles de tensión que identifica el aislamiento del material que se aplica para el equipamiento.	Nivel de Aislamiento interno e externo solicitado.	-----	Kilovoltios (kV)	220 – 245 kV

ANEXO 2

INSTRUMENTO DE RECOLECCIÓN DE DATOS

- Consulta de artículos, libros, internet, catálogos, etc.
- Observación: material audiovisual, fotografías, etc
- Entrevistas con especialistas relacionados al tema.
- Recopilación de las normas IEC 60071.
- Recopilación de las normativas del MINEM, OSINERGMIN.
- Recopilación de información de la transmisora CTM.
- Recopilación de la información del COES.

ANEXO 3**CERTIFICADO DE VALIDACIÓN DE INSTRUMENTO POR JUICIO DE EXPERTOS****CERTIFICADO DE VALIDEZ DE CONTENIDO DEL INSTRUMENTO**

ÍTEM	CRITERIOS DE EVALUACIÓN						Observaciones (si debe eliminarse o modificarse un ítem por favor indique)
	PERTINENCIA ¹		RELEVANCIA ²		CANTIDAD ³		
	SI	NO	SI	NO	SI	NO	
1	X		X		X		
2	X		X		X		
3	X		X		X		
4							
Aspectos Generales					SI	NO	
Los instrumentos contienen instrucciones claras y precisas para responder el cuestionario					X		
Los ítems permiten lograr la obtención de data importante para la investigación.					X		
Los ítems son suficientes para la recolección de información. En caso sea la respuesta negativa sugiera añadir ítems.					X		
VALIDEZ							
APLICABLE				X	NO APLICABLE		
APLICA ATENDIENDO A LAS OBSERVACIONES							

¹ **Pertinencia:** Corresponde al concepto teórico formulado de las variables y/o dimensiones.

² **Relevancia:** El ítem esta apropiado para representar los indicadores y variables.

³ **Claridad:** No se encuentra ninguna dificultad para el llenado de los cuadros siendo conciso, exacto y directo.

DATOS GENERALES DEL EXPERTO

Apellidos y nombres: Sánchez Del Pozo José Vicente

Profesión: Ingeniero Electricista

Especialidad: Electricista

Lima, 14 de Diciembre del 2020.

JOSE V. SANCHEZ DEL POZO
ING. ELECTRICISTA
CIP 42939

Firma del experto
C.I.P:342939

ANEXO 4

CERTIFICADO DE VALIDACIÓN DE INSTRUMENTO POR JUICIO DE EXPERTOS

CERTIFICADO DE VALIDEZ DE CONTENIDO DEL INSTRUMENTO

ÍTEM	CRITERIOS DE EVALUACIÓN						Observaciones (si debe eliminarse o modificarse un ítem por favor indique)
	PERTINENCIA ¹		RELEVANCIA ²		CANTIDAD ³		
	SI	NO	SI	NO	SI	NO	
1	X		X		X		
2	X		X		X		
3	X		X		X		
4	X		X		X		
Aspectos Generales					SI	NO	
Los instrumentos contienen instrucciones claras y precisas para responder el cuestionario					X		
Los ítems permiten lograr la obtención de data importante para la investigación.					X		
Los ítems son suficientes para la recolección de información. En caso sea la respuesta negativa sugiera añadir ítems.					X		
VALIDEZ							
APLICABLE				X	NO APLICABLE		
APLICA ATENDIENDO A LAS OBSERVACIONES							

¹ **Pertinencia:** Corresponde al concepto teórico formulado de las variables y/o dimensiones.

² **Relevancia:** El ítem esta apropiado para representar los indicadores y variables.

³ **Claridad:** No se encuentra ninguna dificultad para el llenado de los cuadros siendo conciso, exacto y directo.

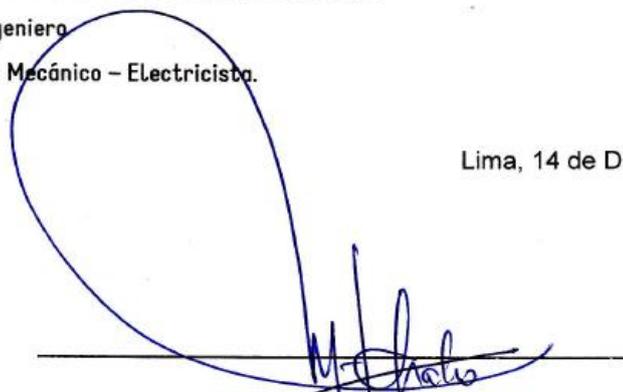
DATOS GENERALES DEL EXPERTO

Apellidos y nombres: Flores Chalco, Juan Manuel

Profesión: Ingeniero

Especialidad: Mecánico - Electricista.

Lima, 14 de Diciembre del 2020.



Juan M. Flores Chalco
 Ing. Mecánico - Electricista
 CIP: 51119

ANEXO 5

CERTIFICADO DE VALIDACIÓN DE INSTRUMENTO POR JUICIO DE EXPERTOS

CERTIFICADO DE VALIDEZ DE CONTENIDO DEL INSTRUMENTO

ÍTEM	CRITERIOS DE EVALUACIÓN						Observaciones (si debe eliminarse o modificarse un ítem por favor indique)
	PERTINENCIA ¹		RELEVANCIA ²		CANTIDAD ³		
	SI	NO	SI	NO	SI	NO	
1	X		X		X		
2	X		X		X		
3	X		X		X		
4	X						
Aspectos Generales					SI	NO	
Los instrumentos contienen instrucciones claras y precisas para responder el cuestionario					X		
Los ítems permiten lograr la obtención de data importante para la investigación.					X		
Los ítems son suficientes para la recolección de información. En caso sea la respuesta negativa sugiera añadir ítems.					X		
VALIDEZ							
APLICABLE				X	NO APLICABLE		
APLICA ATENDIENDO A LAS OBSERVACIONES							

¹ **Pertinencia:** Corresponde al concepto teórico formulado de las variables y/o dimensiones.

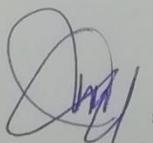
² **Relevancia:** El ítem esta apropiado para representar los indicadores y variables.

³ **Claridad:** No se encuentra ninguna dificultad para el llenado de los cuadros siendo conciso, exacto y directo.

DATOS GENERALES DEL EXPERTO

Apellidos y nombres: PAUL C. FLORES LOVERA
 Profesión: ING. MECANICO ELECTRICISTA
 Especialidad: ELECTRICIDAD.

Lima, 14 de Diciembre del 2020.



Firma del experto
C.I.P:

RAUL CONSTANTINO FLORES LOVERA
 INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA
 REG. C.I.P. N° 44131



Part.1: Reglas y principales definiciones, IEC – 60071-1:2019

BS EN IEC 60071-1:2019



IEC 60071-1

Edition 9.0 2019-08

INTERNATIONAL
STANDARD

NORME
INTERNATIONALE



HORIZONTAL STANDARD
NORME HORIZONTALE

**Insulation co-ordination –
Part 1: Definitions, principles and rules**

**Coordination de l'isolement –
Partie 1: Définitions, principes et règles**

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

ICS 29.050.30

ISBN 978-2-8322-7171-1

**Warning! Make sure that you obtained this publication from an authorized distributor.
Attention! Veuillez vous assurer que vous avez obtenu cette publication via un distributeur agréé.**



IEC 60071-2

Edition 4.0 2018-03

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



HORIZONTAL STANDARD
NORME HORIZONTALE

**Insulation co-ordination –
Part 2: Application guidelines**

**Coordination de l'isolement –
Partie 2: Lignes directrices en matière d'application**



GUIA COMPRADORES: PARARRAYOS DE ALTO VOLTAJE

