



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI
FACULTAD DE CIENCIA DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS
CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA EN SISTEMAS
ELÉCTRICOS DE POTENCIA

PROPUESTA TECNOLÓGICA

**“DISEÑO DE UNA HERRAMIENTA INFORMÁTICA PARA EL
DIMENSIONAMIENTO DE ELEMENTOS DE PATIO DE
SUBESTACIONES ELÉCTRICAS”**

Propuesta tecnológica presentada previo a la obtención del Título de Ingeniero Eléctrico en
Sistemas Eléctricos de Potencia.

Autores:

Coro Manitio Merlin Damián

Tipán Guamán Jhonny Marcelo

Tutor:

Ing. MSc. Wilian Patricio Guamán Cuenca

Latacunga – Ecuador

Marzo-2021



DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Nosotros, Coro Manitio Merlin Damián y Tipán Guamán Jhonny Marcelo, declaramos ser autores del presente proyecto de investigación: **“DISEÑO DE UNA HERRAMIENTA INFORMÁTICA PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE ELEMENTOS DE PATIO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS”**, siendo el Ing. Wilian Patricio Guamán Cuenca tutor del presente trabajo; y eximo expresamente a la Universidad Técnica de Cotopaxi y a sus representantes legales de posibles reclamos o acciones legales.

Además, certificamos que las ideas, conceptos, procedimientos y resultados vertidos en el presente trabajo investigativo, son de nuestra exclusiva responsabilidad.

.....

Coro Manitio Merlin Damián

C.I. 172563304-2

.....

Tipán Guamán Jhonny Marcelo

C.I. 050423980-7



AVAL DEL TUTOR DE PROYECTO DE TITULACIÓN

En calidad de Tutor del Trabajo de Investigación sobre el título:

“DISEÑO DE UNA HERRAMIENTA INFORMÁTICA PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE ELEMENTOS DE PATIO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS”, del señor Coro Manitio Merlin Damián y el señor Tipán Guamán Jhonny Marcelo, de la carrera de Ingeniería Eléctrica, considero que dicho Informe Investigativo cumple con los requerimientos metodológicos y aportes científico-técnicos suficientes para ser sometidos a la evaluación del Tribunal de Validación de Proyecto que el Consejo Directivo de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas de la Universidad Técnica de Cotopaxi designe, para su correspondiente estudio y calificación.

Latacunga, Marzo, 2021

El Tutor:

Ing. Guamán Cuenca Wilian Patricio MSc.

C.C. 0603578956

DIRECTOR DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN



APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE TITULACIÓN

En calidad de Tribunal de Lectores, aprueban el presente Informe de Investigación de acuerdo a las disposiciones reglamentarias emitidas por la Universidad Técnica de Cotopaxi, y por la Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas (CIYA); por cuanto, los autores: Coro Manitio Merlin Damián y Tipán Guamán Jhonny Marcelo con el título de Proyecto de titulación: **“DISEÑO DE UNA HERRAMIENTA INFORMÁTICA PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE ELEMENTOS DE PATIO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS”**, han considerado las recomendaciones emitidas oportunamente y reúne los méritos suficientes para ser sometido al acto de Sustentación de Proyecto.

Por lo antes expuesto, se autoriza realizar los empastados correspondientes, según la normativa institucional.

Latacunga, Marzo, 2021

Para constancia firman:

Ing. Xavier Proaño MSc.
(Presidente)
C.I.: 050265642-4

PhD. Iliana Gonzalez
C.I.: 175707065-9

Ing. José Barbosa MSc.
C.I.: 0501420723



AVAL DE IMPLEMENTACIÓN

En calidad de director de la carrera de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Técnica de Cotopaxi certifico que mediante el proyecto de investigación: **“DISEÑO DE UNA HERRAMIENTA INFORMÁTICA PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE ELEMENTOS DE PATIO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS”**, de los señores; Coro Manitio Merlin Damián y Tipán Guamán Jhonny Marcelo, realizan la entrega de una herramienta informática para el dimensionamiento de equipos primarios de subestaciones, para el laboratorio de la Carrera de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Técnica de Cotopaxi.

Latacunga, Marzo 2021

PhD. Secundino Marrero Ramírez

C.C. 1757107907

AGRADECIMIENTO

Como no empezar agradeciendo a mi Dios por brindarme las fuerzas necesarias y la salud para vivir, con el objetivo de seguir adelante y alcanzar cada una de las metas que me proponga, siendo él, quien me ha acompañado en los momentos de debilidad espiritual y emocional.

Con la mano en el corazón, quiero dar las gracias a mis padres Marcelo y María, por el apoyo fraternal e incondicional que solo los padres pueden dar a sus hijos, por estar ahí en los momentos más difíciles de mi vida y por saber dar unos sabios consejos para no decaer en los estudios.

Un agradecimiento inmenso a cada uno de mis hermanos, amigos y familiares, por aportar un granito de arena, para que este sueño tan anhelado se volviera realidad.

Estoy infinitamente agradecido con la familia Cando, porque me han cuidado como si fuera un hijo, un hermano y un amigo para ellos y por darme la fuerza de voluntad para lograr mis objetivos en la vida.

Mi profundo agradecimiento a la Universidad Técnica de Cotopaxi que nos abrió sus puertas como estudiantes, para que nos formemos como profesionales, siendo la misma nuestro segundo hogar donde compartimos maravillosos momentos y anécdotas que quedaran en nuestros corazones.

Al ingeniero Wilian Guamán, por ser la persona que nos ha sabido guiar en el transcurso de este proceso, por dar todo de él, no solo en el aspecto de tutor, sino como docente y profesional.

De igual manera un agradecimiento a los docentes de la carrera de Ingeniería Eléctrica, por brindarnos todo su conocimiento y sabernos guiar por el buen camino.

Jhonny Tipán

AGRADECIMIENTO

La vida es maravillosa, con la ayuda de Dios, que es la base y un gran apoyo para afrontar todas las fortalezas y debilidades que se presentan en el transcurso de la vida, muy agradecido, con fe y mucho esfuerzo se logra las metas propuestas.

Eternamente agradecido, con mi madre Alegria Manitio, mi padre Rodrigo Coro, que son el pilar de mi vida, por su motivación y gran esfuerzo, inspiradores con sus consejos, sus enseñanzas, sus valores, que me hicieron crecer de manera espiritual, social, académica, familiar, cumpliendo así mis sueños y objetivos.

Agradezco a la Universidad Técnica de Cotopaxi, por su excelencia en la educación superior, me permitió ingresar y crecer en el ámbito académico con las enseñanzas de calidad de mis docentes, formándome como un profesional de esta distinguida institución.

Además, agradezco al tutor de tesis, el ingeniero Wilian Guamán, que nos ha guiado con su gran conocimiento, exigencia y consejos, para culminar de forma correcta la tesis, también a los ingenieros: Gabriel Pesantez, Xavier Proaño y Rommel Suarez.

La elaboración de la tesis se realizó en base a los conocimientos adquiridos en el transcurso académico, agradeciendo a Jhonny Tipán, por su dedicación y conocimientos implantados en el documento presentado.

Por último, agradezco a mis compañeros y amigos que, en el transcurso de la vida universitaria, se ha adquirido experiencias de manera académica y social, con ello, lograr un solo objetivo, formarnos como profesionales y excelentes personas.

Damián Coro

DEDICATORIA

Este logro se lo dedico con todo mi corazón a Dios, por darme la fe y la confianza en mí mismo y poder culminar una etapa académica más en mi vida, además, por brindarme la fuerza para levantarme y cumplir mis sueños.

A mis padres, Marcelo y María, por todo su amor incondicional, por enseñarme valores y apoyarme en el estudio, agradecido porque nunca me dejaron solo cuando más los necesitaba, es por eso y más que les dedico este triunfo que no es solo por mí, sino que también es por el esfuerzo de ellos.

A mis hermanos y familiares, por estar pendientes de mí y ayudarme en lo necesario para cumplir con mis estudios, por aconsejarme que no debía rendirme para convertirme en todo un profesional.

A mis amigas y amigos con los que he compartido buenos y malos momentos y que de una manera u otra me apoyaron en el ámbito académico en el transcurso de todos estos años.

Jhonny Tipán

DEDICATORIA

El presente esfuerzo es dedicado especialmente a: mi madre Alegria Manitio, mi padre Rodrigo Coro, mi hermana Karen Coro, mi sobrina, Emily Andrango, que son mi gran familia, su apoyo incondicional con humildad me impulsó a seguir luchando por mis sueños.

A mis abuelitos maternos, Mariana Cahuatijo y Carlos Manitio; mis abuelitos paternos, Delia Pillajo y Miguel Coro que Dios lo tenga en su gloria, por su dedicación y esfuerzo se ha logrado los objetivos propuestos de la familia.

Por último, quiero dedicar al grupo de amigos de la facultad que me han apoyado con sus conocimientos a que el presente trabajo se realice con éxito.

Damián Coro

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS

TITULO: “DISEÑO DE UNA HERRAMIENTA INFORMÁTICA PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE ELEMENTOS DE PATIO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS”.

Autores:

Coro Manitio Merlin Damián

Tipán Guamán Jhonny Marcelo

RESUMEN

Este proyecto tiene como finalidad desarrollar una herramienta informática en donde se cohesionen las normativas que hacen referencia al dimensionamiento de los equipos de patio de una subestación, también denominados elementos primarios: Transformador de potencia, transformador de potencial, transformador de corriente, interruptor de potencia, seccionador y descargador de sobretensión. Para ello, previamente se requieren los siguientes estudios: coordinación de aislamiento, análisis de cortocircuito, y análisis de flujos de potencia.

Mediante la herramienta GUI (Interfaz gráfica de usuario) del software Matlab, se ha diseñado una interfaz que permite ingresar los datos obtenidos de los estudios anteriormente mencionados: potencia de la subestación, niveles de tensión, altura del emplazamiento e incluso parámetros ambientales de la zona geográfica donde se instalará la subestación.

Finalmente, se validan los resultados obtenidos tomando como referencia dos casos base, la primera es la subestación NIF 115/13.8 kV, ubicada en Venezuela, sector El Furrial, con una potencia de 50 MVA. Mientras que para el caso 2, se tomó como referencia las características técnicas del proyecto de ampliación, con capacidad de transformación de 138/22,9/13,8 kV, de la subestación CHIMBOTE 1, que tiene una potencia de 250 MVA, ubicada en Perú, en la ciudad de Chimbote.

Palabras claves: Subestación, equipos primarios, normativas, dimensionamiento, herramienta informática.

COTOPAXI TECHNICAL UNIVERSITY

APPLIED SCIENCES AND ENGINEERING FACULTY

THEME: “DESIGN OF A SOFTWARE TOOL FOR THE SIZING OF ELECTRICAL SUBSTATION YARD ELEMENTS”.

Authors:

Coro Manitio Merlin Damián

Tipán Guamán Jhonny Marcelo

ABSTRACT

This project has the purpose of developing an informatics tool where the regulations that make references to the sizing of one substation's yard equipment, also called primary elements, are united. Power transformer, voltage transformer, current transformer, power switch, disconnecter, and surge arresters. For that, the following studies are previously required: isolation coordination, short-circuit analysis, and power flow analysis.

By the tool GUI (graphical user interface) of Matlab software, an interface has been designed that allows entering the obtained data from the studies previously aforementioned: substation's potential, voltage levels, site height, and inclusive the environmental parameters of the geographical zone where the substation will be installed.

Finally, the obtained results are validated taking as reference two base cases, the first one is the substation NIF 115/13.8 kV, located in Venezuela, El Furrial sector, with a power of 50 MVA. While, for the second case, was taken as a reference to the technical characteristics of the extension project, with a capacity of a transformation of 138/22,9/13,8 kV to the substation CHIMBOTE 1, which has a power of 250 MVA, located in Perú, in the Chimbote city.

Keywords: Substation, primary equipment, regulations, sizing, informatics tool.



AVAL DE TRADUCCIÓN

En calidad de Docente del Idioma Inglés del Centro de Idiomas de la Universidad Técnica de Cotopaxi; en forma legal **CERTIFICO** que: La traducción del resumen del proyecto de investigación al Idioma Inglés presentado por los señores Egresados de la Carrera de **INGENIERÍA ELÉCTRICA** de la **FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS**, **CORO MANITIO MERLIN DAMIÁN** y **TIPÁN GUAMÁN JHONNY MARCELO**, cuyo título versa “**DISEÑO DE UNA HERRAMIENTA INFORMÁTICA PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE ELEMENTOS DE PATIO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS**”, lo realizaron bajo mi supervisión y cumple con una correcta estructura gramatical del Idioma.

Es todo cuanto puedo certificar en honor a la verdad y autorizo a los peticionarios hacer uso del presente certificado de la manera ética que estimaren conveniente.

Latacunga, marzo del 2021

Atentamente;

Mg. Patricia Marcela Chacón Porras
DOCENTE CENTRO DE IDIOMAS
C.C. 0502211196

1803027935 Firmado
digitalmente por
1803027935
VICTOR HUGO
ROMERO GARCIA
Fecha: 2021.03.05
12:08:06 -05'00'

INDICE

1. INFORMACIÓN GENERAL	1
2. INTRODUCCIÓN	3
2.1. EL PROBLEMA.....	3
2.1.1. Situación problemática:.....	3
2.1.2. Formulación del problema:	4
2.2. OBJETO Y CAMPO DE ACCIÓN.....	4
2.3. BENEFICIARIOS	4
2.3.1. Beneficiarios directos.....	4
2.3.2. Beneficiarios indirectos.....	4
2.4. JUSTIFICACIÓN	4
2.5. OBJETIVOS.....	5
2.5.1. General.....	5
2.5.2. Específicos	6
2.6. SISTEMA DE TAREAS.....	6
3. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA	7
3.1. ANTECEDENTES	7
3.2. MARCO CONCEPTUAL REFERENCIAL.....	9
3.2.1. Generalidades	9
3.2.2. Definición de subestación eléctrica.	10
3.2.3. Clasificación de subestaciones eléctricas.....	11
3.2.4. Configuración de las subestaciones	12
3.2.5. Elementos constitutivos de una subestación	14
3.2.6. Elementos primarios de una subestación eléctrica.	15
4. MATERIALES Y MÉTODOS.....	25
4.1. MÉTODOS.....	25
4.1.1. Métodos de investigación.....	25

4.1.2.	Dimensionamiento de equipos primarios.....	26
4.2.	TÉCNICAS	31
4.2.1.	Análisis de Cortocircuito	31
4.2.2.	Análisis de flujos de potencia.....	34
4.2.3.	Coordinación de Aislamiento	35
4.2.4.	Apantallamiento.....	43
4.2.5.	Malla a tierra:	50
4.3.	INSTRUMENTOS.....	53
4.3.1.	Normas para el dimensionamiento de elementos primarios de subestaciones eléctricas.....	54
4.3.2.	Datos de entrada y salida de los equipos primarios de la subestación.....	55
4.3.3.	Distancias mínimas en el aire y distancias de seguridad (AIS).....	58
5.	ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS	64
5.1.	PRIMER CASO SUBESTACIÓN NIF	64
5.1.1.	Simulación en el software ETAP (16.2.0)	64
5.1.2.	Estudio de flujos de potencia.....	64
5.1.3.	Estudio de cortocircuito	65
5.1.4.	Estudio de coordinación de aislamiento.....	67
5.1.5.	Interfaz de la herramienta informática.	67
5.1.6.	Comparación de los equipos diseñados con la subestación tipo (NIF 115/13.8 kV)	69
5.2.	SEGUNDO CASO SUBESTACIÓN CHIMBOTE 1	75
5.2.1.	Análisis de corriente de cortocircuito	75
5.2.2.	Análisis de flujo de potencia	75
5.2.3.	Coordinación de aislamiento	76
5.2.4.	Interfaz de la herramienta informática.....	77
5.2.5.	Comparación de resultados	77

6.	CONCLUSIONES DEL PROYECTO	78
6.1.	CONCLUSIONES	78
6.2.	RECOMENDACIONES	79
7.	BIBLIOGRAFÍA	80
8.	ANEXOS.....	1

INDICE DE FIGURAS

Figura 3.1. Uso referencial de una subestación eléctrica [10].....	10
Figura 3.2. Clasificación de subestaciones eléctricas.	11
Figura 3.3. Esquemas de subestaciones eléctricas según la función que desempeñan [11]....	11
Figura 3.4. Subestación AIS [12].	12
Figura 3.5. Partes y Características de transformador de tipo pequeña potencia hasta 69 KV [13].....	15
Figura 3.6: Transformador de corriente [15].....	17
Figura 3.7: Clasificación de los transformadores de corriente (TC).	18
Figura 3.8: Transformador de potencial [16].	20
Figura 3.9. Tipos de interruptores [17].	21
Figura 3.10. Clasificación de los interruptores según su forma de extinguir el arco.	22
Figura 3.11. Seccionador [18].	23
Figura 3.12. Clasificación por su forma y uso en subestaciones eléctricas [10].....	23
Figura 3.13. Descargador de sobretensión [15].....	24
Figura 4.1. Interfaz de las condiciones iniciales de una subestación.....	28
Figura 4.2. Guía para la selección de $V_{e2} = U_{e2}$ para sobretensiones de frente lento por eventos de energización y reenergización de líneas.	38
Figura 4.3: Dependencia del exponente m de la tensión soportada al impulso de conmutación de coordinación.....	41
Figura 4.4. Conversión de tensiones de soportabilidad normalizado (rango $1KV \leq U_s \leq 245KV$)	42
Figura 4.5: Clasificación de dispositivos para apantallamiento.....	44
Figura 4.6. Esfera con radio igual a la distancia de descarga [21]	47
Figura 4.7: Datos de entrada y salida para el dimensionamiento del transformador de potencia.	55
Figura 4.8: Datos de entrada y salida para el transformador de corriente.	55
Figura 4.9: Datos de entrada y salida del dimensionamiento del transformador de potencial.	56
Figura 4.10: Datos de entrada y salida para el dimensionamiento del descargador de sobretensión.....	56
Figura 4.11: Datos de entrada y salida del dimensionamiento del interruptor de potencia. ...	57
Figura 4.12: Datos de entrada y salida del dimensionamiento del seccionador de potencia. .	57

Figura 4.13: Ancho de barras – barras rígidas [16].	58
Figura 4.14: Efecto de deflexión de aisladores [16].	59
Figura 4.15: Ancho de campo determinado por los equipos [16].	60
Figura 4.16: Ancho de campo con seccionadores de apertura central [16].	60
Figura 4.17: Altura de barras con seccionador tipo pantógrafo [16].	61
Figura 4.18: Altura de templa superior (a), Distancias mínimas al cerco del muro (b) [16].	61
Figura 4.19: Altura de Barraje [16].	62
Figura 4.20: Dimensiones de la subestación [16].	63
Figura 5.1. Esquema unifilar de la subestación a estudiar en base a los datos presentados por PDVSA.	64
Figura 5.2. Flujos de potencia óptimos despreciando la carga inductiva	65
Figura 5.3. Resultado del estudio de cortocircuito del caso 3.	66
Figura 5.4. Resultados de la simulación en cortocircuito trifásico que representa la corriente a 1/2 ciclo.	66
Figura 5.5. Resultado de la corriente de cortocircuito trifásica de 1.5 a 4 ciclos.	66
Figura 5.6. Respuestas obtenidas en el estudio de coordinación de aislamiento.	67
Figura 5.7. Interfaz para ingresar las condiciones iniciales de la subestación NIF.	68
Figura 5.8: Resultados de la coordinación de aislamiento.	76
Figura 5.9: Condiciones iniciales de la subestación Chimbote 1.	77

INDICE DE TABLAS

Tabla 1.1: Áreas del conocimiento (UNESCO).	2
Tabla 2.1: Cuadro de tareas de acuerdo a los objetivos planteados.....	6
Tabla 3.1: Características IEEE 605-2018.	12
Tabla 3.2: Continuación Características IEEE 605-2018.	13
Tabla 3.3: Elementos secundarios de una subestación eléctrica.	14
Tabla 3.4: Protecciones en una subestación eléctrica.	15
Tabla 3.5: Clasificación de los transformadores de potencia [14].....	16
Tabla 4.1: Sobretensiones obtenidas en ensayos de tensión.	35
Tabla 4.2: Resumen de valores calculados de sobretensiones representativos de frente lento <i>U_{rp}</i>	39
Tabla 4.3: Determinación factor de coordinación determinista <i>K_{cd}</i>	39
Tabla 4.4: Determinación de las tensiones de soportabilidad requerido (<i>U_{rw}</i>).	42
Tabla 4.5: Resumen de conversión de tensiones de soportabilidad normalizado.	43
Tabla 4.6: Resumen de los valores de soportabilidad requeridos.....	43
Tabla 4.7: Políticas y procedimientos para el diseño de subestaciones [3].	54
Tabla 4.8: Niveles de tensión de acuerdo a la altura de campo de la subestación (Figura 4.18 b).	62
Tabla 4.9: Distancias típicas entre equipos de patio.....	63
Tabla 5.1: Transformador de potencia 115/13,8 kV.....	69
Tabla 5.2: Interruptor de potencia 115 kV	70
Tabla 5.3: Seccionador de potencia 115 kV.....	71
Tabla 5.4: Transformador de corriente (TC).....	72
Tabla 5.5: Transformador de potencial (TP).	73
Tabla 5.6: Descargador de sobretensión.	74
Tabla 5.7: Niveles de flujo para la subestación CHIMBOTE 1.....	76

1. INFORMACIÓN GENERAL

Título:

“Diseño de una herramienta informática para el dimensionamiento de elementos de patio de subestaciones eléctricas.

Fecha de inicio:

Octubre – 2020

Fecha de finalización:

Marzo – 2021

Lugar de ejecución:

Provincia de Cotopaxi, Cantón Latacunga, Parroquia Eloy Alfaro, Barrio El Ejido

Facultad que auspicia:

Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas.

Carrera que auspicia:

Ingeniería Eléctrica.

Proyecto de investigación vinculado:

Estudios de campos electromagnéticos en sistemas eléctricos de potencia: Caso, provincia de Cotopaxi.

Equipo de trabajo

Tutor del Proyecto de Investigación:

Nombre: Ing. MSc. Wilian Patricio Guamán Cuenca

Cédula de ciudadanía: 060357895-6

Domicilio: Riobamba

Numero de celular: 0960561262

E-mail: wilian.guaman8956@utc.edu.ec

Estudiantes:

Nombre: Merlin Damián Coro Manitio

Cédula de ciudadanía: 172563304-2

E-mail: merlin.coro3042@utc.edu.ec

Nombre: Jhonny Marcelo Tipán Guamán

Cédula de ciudadanía: 050423980-7

E-mail: jhonny.tipan9807@utc.edu.ec

Área de Conocimiento:

Tabla 1.1: Áreas del conocimiento (UNESCO).

ÁREA CONOCIMIENTO	SUBÁREA CONOCIMIENTO	SUBÁREA ESPECÍFICA CONOCIMIENTO
07 Ingeniería, Industria y Construcción.	071 Ingeniería y Profesiones Afines.	0713 Electricidad y Energía.

07 Ingeniería, Industria y Construcción, 071 Ingeniería y Profesiones Afines, 0713 Electricidad y Energía.

Línea de investigación:

Energías Alternativas y Renovables, Eficiencia Energética y Protección Ambiental.

Sub líneas de investigación de la Carrera:

Explotación y Diseño de Sistemas Eléctricos de Potencia.

2. INTRODUCCIÓN

2.1. EL PROBLEMA

2.1.1. Situación problemática:

De acuerdo con la amplia área geográfica actual del Ecuador, y con base a las consideraciones del "Plan Maestro de Electricidad 2019-2027", se propone una visión integral, que toma en cuenta el aumento de población, cambios en la matriz productiva y la consolidación de nuevas cargas, las cuales son: industrias básicas, proyectos mineros, sistemas de plantas petrolíferas aisladas y la migración de gas licuado de petróleo, como factores que han contribuido al aumento de la demanda eléctrica, alcanzando los 33.840 GWh, que se estima en un promedio de 5,44% anual. Por esta razón, se han desarrollado proyectos de centrales de generación y la construcción de 50 subestaciones que se clasifican de acuerdo a las características del equipamiento de transformación detalladas a continuación: dos subestaciones de 500 y 230 KV, dos subestaciones de 230 KV, siete subestaciones de 230, 138 y 69 KV, cinco subestaciones de 230 y 138 KV, cinco subestaciones 230 y 69 KV, dos subestaciones de 138 KV, veintitrés de 138 y 69 KV, por último cuatro subestaciones de 138, 22 y 13,8 KV. Las subestaciones tienen el propósito fundamental de elevar o reducir la tensión para la transmisión y distribución efectuando el correcto funcionamiento, manteniendo la confiabilidad, seguridad y calidad de servicio de las mismas.

Para la elaboración de los diseños y metodologías de las subestaciones en el país, se realizan en base a recomendaciones, regulaciones, procedimientos y cálculos, por lo que, se requiere un conjunto de normativas establecidas por CELEC EP TRANSELECTRIC que a su vez manejan las normativas internacionales. Además, se debe considerar que existen múltiples equipos de patio en la subestación, y las normas vigentes que determinan las características técnicas y constructivas son específicas de cada equipo, Por esta razón, toda la información necesaria no se la puede apreciar en una sola fuente, dando como resultado una amplia documentación a la hora de realizar el dimensionamiento.

El ingeniero encargado del dimensionamiento y construcción de subestaciones debe conocer el procedimiento y los estudios en base a las normativas para determinar las características técnicas de cada equipo primario. Al no disponer de una herramienta y una guía que considere estos aspectos, conllevaría a un periodo de tiempo extenso en el diseño, que retrasará el plan de trabajo en el cronograma de operación establecido, provocando la indisponibilidad de energía

para los consumidores (domésticos, comerciales e industriales) y pérdidas económicas a la empresa encargada de la construcción.

De acuerdo a lo mencionado, es necesario cohesionar las normativas principales para el dimensionamiento de los elementos de patio de una subestación, por este motivo, se requiere de una herramienta informática, donde se detallen las características de los equipos primarios en base a la especificación de diseño de la subestación.

2.1.2. Formulación del problema:

El dimensionamiento de los elementos de patio, se rigen, a normas, recomendaciones y procedimientos que se encuentran dispersos, generando la necesidad de crear una herramienta informática para cohesionarlos y minimizar el tiempo de diseño.

2.2. OBJETO Y CAMPO DE ACCIÓN

¿Qué se investiga?: Dimensionamiento de elementos primarios.

¿En qué sistema o en dónde se investiga?: En subestaciones Eléctricas.

De acuerdo a la nomenclatura internacional de la UNESCO se define los siguientes códigos con su respectiva función, en base al tema propuesto se determina lo siguiente: 330000 Ciencias Tecnológicas / 3306 Ingeniería y Tecnología Eléctricas / 330609 Transmisión y Distribución

2.3. BENEFICIARIOS

2.3.1. Beneficiarios directos

La presente propuesta tecnológica pretende tener como beneficiario directo al sector eléctrico encargado del diseño y construcción de subestaciones eléctricas aéreas.

2.3.2. Beneficiarios indirectos

Como beneficiarios indirectos serán los estudiantes y profesionales en el área de estudio de ingeniería eléctrica y afines.

2.4. JUSTIFICACIÓN

La presente propuesta tecnológica se enmarca en un proyecto generativo de la carrera de electricidad de la Universidad Técnica de Cotopaxi, denominado “Estudios de campos electromagnéticos en Sistemas Eléctricos de Potencia: Caso Provincia de Cotopaxi”, que tiene como objetivo el desarrollo de diversos aspectos entre ellos analizar y simular sistemas de

potencia, entendiéndose como tal a líneas de transmisión de energía, centrales de generación de electricidad, subestaciones y transformadores de distribución. Por lo que, se diseña una herramienta informática, que permita dimensionar los elementos primarios que constituye una subestación, aportando en la investigación del proyecto macro.

Considerando que en Ecuador se espera que la demanda de electricidad aumente a 33.840 GWh para el año 2027, se debe adoptar estrategias, para mejorar y expandir el sistema eléctrico de potencia, siendo factible la implantación de nuevas tecnologías con el propósito de satisfacer los consumos de energía eléctrica. Por este motivo, la electricidad se maneja desde su generación, pasando por un proceso de regulación donde los niveles de tensión tienden a elevarse para evitar las pérdidas, haciendo posible la transmisión, dicho proceso se lo realiza en una subestación, por ello, se necesita un análisis específico de la aparamenta que lo conforma, luego, dependiendo del requerimiento técnico, se derivan los distintos tipos de subestaciones existentes, de esta forma, surge la importancia de diseñar una herramienta informática específicamente para los equipos primarios de una subestación.

El diseño de todas las subestaciones está sujeto a la normativa vigente formulada por CELEC EP TRASELECTRIC, para que puedan construirse de forma segura y fiable. Una desventaja que se tiene al momento del diseño, es que, la información necesaria para el dimensionamiento primario de subestaciones, se encuentra dispersa en diferentes fuentes de consulta. Por lo tanto, se requiere el desarrollo de una herramienta informática que creará un algoritmo que permita presentar los parámetros eléctricos de los equipos primarios, asociando las diferentes normativas y recomendaciones, con el fin de sintetizar los procesos.

La utilidad de la herramienta informática se presenta en los puntos vista profesional y académica, proporcionando un criterio técnico mediante un proceso de diseño para comprender y adentrarse en el ámbito de dimensionamiento de equipos primarios de subestaciones, los estudiantes y profesionales la utilizarán en el campo del estudio de la ingeniería eléctrica.

2.5. OBJETIVOS

2.5.1. General

Diseñar una herramienta informática para el dimensionamiento de elementos de patio en subestaciones eléctricas.

2.5.2. Específicos

- Recopilar información inherente al diseño primario de subestaciones eléctricas.
- Elaborar un algoritmo para determinar las características de diseño de los elementos de patio de subestaciones.
- Validar la herramienta informática mediante el análisis comparativo con subestaciones existentes.

2.6. SISTEMA DE TAREAS

Tabla 2.1: Cuadro de tareas de acuerdo a los objetivos planteados.

Objetivos específicos	Actividades (tareas)	Resultados esperados	Técnicas, Medios e instrumentos.
<p>Objetivo específico 1: Recopilar información inherente al diseño de elementos de patio de subestaciones eléctricas.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● Revisión bibliográfica del diseño y construcción de subestaciones. ● Determinar los principales equipos de la subestación 	<ul style="list-style-type: none"> ● Detalle de características ambientales y geográficas de una subestación tipo. ● Lista de características principales de elementos primarios de una subestación. 	<p>Citas, fuentes bibliografía y tablas anexas en la investigación de la propuesta tecnología.</p>
<p>Objetivo específico 2: Elaborar un algoritmo para determinar las características de diseño de los elementos de patio de subestaciones.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● Determinación de la herramienta informática. ● Especificación de los datos de entrada. ● Implementación de la interfaz gráfica GUIDE. 	<ul style="list-style-type: none"> ● Diagramas de entradas y salidas para el dimensionamiento de elementos de patio de subestaciones. ● Diagramas de flujo del algoritmo, para dimensionamiento de los equipos primarios. ● Herramienta informática para el dimensionamiento de elementos de patio de subestaciones 	<p>Análisis y utilización de las normativas y herramientas computacionales: Excel, Matlab, ETAP (12.6.0), IEC 60044, IEC 60076, IEC 60099, IEC 60865, IEC 62271-100, IEC 62271-102, IEC 60038, IEC 60071.</p>
<p>Objetivo específico 3: Validar la herramienta informática mediante el análisis comparativo con subestaciones existentes.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● Verificar mediante un análisis, la comparación de resultados entre la herramienta informática con las subestaciones tipo. 	<ul style="list-style-type: none"> ● Informe de análisis del caso base 1: Subestación NIF. ● Informe de análisis comparativo caso base 2: Subestación Chimbote. 	<p>Reporte en Excel. Memorias técnicas de las subestaciones NIF y CHIMBOTE 1.</p>

3. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA

3.1. ANTECEDENTES

La industria eléctrica en el mundo ha tenido un desarrollo importante desde la creación de la lámpara eléctrica en 1879 por Thomas Alva Edison y conjuntamente con la aparición de las computadoras en la década de los cincuentas y todos los cambios que ha habido en los inicios del siglo XXI. En el año de 1882, se asume que se dio inicio a la conformación de los sistemas eléctricos, Thomas Alva Edison puso en operación la primera central eléctrica en Lower, Manhattan, y en ese mismo año, en Londres, Inglaterra, iniciaba el primer servicio en el sistema de suministro de energía eléctrica pública.

Ambos sistemas, el de Edison y el Inglés, eran de corriente directa, y debido al voltaje limitado que se tenía la central de generación debía estar cerca de la carga, por lo que el problema de transmisión a distancia no se podía resolver, esto ocurrió hasta 1888, cuando se inició la aplicación de la corriente alterna y se resolvió el problema del paralelismo en las máquinas de corriente alterna (C.A) esto en realidad fue una batalla entre Edison y George Westinghouse entre la C.D y C.A, que finalmente ganó Westinghouse, lo que permitió el inicio de la fabricación de transformadores en la fábrica de “Transformadores Stanley”, que fue realmente el principio de los sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica y la aplicación de lo que se conoce como las subestaciones eléctricas [1].

Una subestación eléctrica es la exteriorización física de un nodo de un sistema eléctrico de potencia, en el cual la energía se transforma a niveles adecuados de tensión para su transporte, distribución o consumo, con determinados requisitos de calidad. Está conformada por un conjunto de equipos utilizados para controlar el flujo de energía y garantizar la seguridad del sistema por medio de dispositivos automáticos de protección. Debido a las distintas potencias que manejan estos pueden ser del orden de decenas de MVA. Su diseño y configuración está orientado por criterios como flexibilidad, confiabilidad y seguridad [2].

Para tener una idea clara del principio de funcionamiento que desempeña una subestación se debe tener en cuenta, que la energía eléctrica debe llegar a los distintos centros de consumo, por lo cual, el procedimiento inicia en las centrales de generación y después se incorpora a las subestaciones conformadas por un conjunto de elementos eléctricos y electromecánicos, fundamentales para su óptima operación, su principal objetivo elevar la tensión para su

transmisión minimizando las pérdidas, y reduciendo para la distribución de energía, generando así los siguientes tipos de subestaciones que son elevadoras, reductoras y de maniobra.

La necesidad de diseñar y construir una nueva subestación o realizar la ampliación de una existente, surge con el propósito de satisfacer la demanda eléctrica del país estimando un valor total de 24.625 GWh para el año 2021. Por esta razón, es importante dimensionar los elementos primarios con un análisis técnico de acuerdo a las normativas vigentes, brindando calidad y servicio de energía eléctrica, lo cual, se encuentra reflejado en la guía de Obras del Plan de Expansión de Transmisión [3].

Se han desarrollado varios trabajos orientados al dimensionamiento primario de subestaciones, mediante herramientas informáticas. Por ejemplo, en el año 2011, se realizó la tesis titulada “Dimensionamiento de subestaciones eléctrica de media tensión aplicativo en Java”, el cual que permite su interacción con todos los libros de Excel con la finalidad de formar un solo programa estructurado, conservando el carácter didáctico del mismo con un enfoque a complementarlo, mostrando de forma sencilla como actúan y se correlacionan las variables que conllevan a la relación de las memorias de cálculo para la selección de los equipos que conforma una subestación de media tensión tipo exterior [4], entonces, de acuerdo al estudio se considera que la tecnología está en constante desarrollo y se hace factible el uso de herramientas informáticas con el propósito de ayudar al sector técnico eléctrico.

De la misma manera se desarrolló un investigación en el año 2014, con el tema “Diseño e implementación de software para el cálculo y vista gráfica de las distancias mínimas de seguridad en subestación aislada en aire según la norma CEI 60071”, donde se enfocó en garantizar el nivel de aislamiento tomando en cuenta las condiciones atmosféricas que prevalece en la zona de diseño, que como primera parte lo realizaron mediante cálculos y después la respectiva programación para mejorar la precisión y el tiempo que se requiere en realizar este tipo de análisis [5].

La operación de subestaciones se debe regir a guías técnicas, en el año 2017, se establece una tesis con el tema “Manual para la operación de subestaciones eléctricas con niveles de tensión 115 KV, 33 KV y 13.2 KV”, el análisis se realizó en Colombia Pereira de acuerdo a sus normativas del sistema eléctrico, donde, las configuraciones de las subestaciones son de acuerdo al nivel de voltaje, el cual su función principal es la búsqueda de la seguridad y la confiabilidad, desde la generación hasta la distribución de la energía eléctrica, se establecen consignas operativas para llevar a cabo procedimientos lógicos en la maniobra de los equipos

o instalaciones en general en una subestación eléctrica. Al momento de diseñar una subestación, cualquiera que sea su nivel de tensión, es la selectividad en la acción de las protecciones. De esa forma se consigue una característica importante para la protección de los equipos durante la operación logrando su confiabilidad, así como de la continuidad del servicio. La tesis realizada tiene como beneficio en el área del personal de operación, parte fundamental para el funcionamiento de la subestación que como consecuencia prestará calidad y servicio de energía eléctrica [6].

El dimensionamiento de subestaciones en la actualidad es importante para el transporte y distribución de energía eléctrica, por ello, se realizan propuestas tecnológicas, una de ellas es crear herramientas informáticas para agilizar los procesos de diseño, por eso en el año 2018 se ha realizado la siguiente temática “Diseño de subestaciones de transmisión de potencia convencional mediante la elaboración de una herramienta computacional en Microsoft Excel”, donde su resultado fue crear un informe técnico por medio de una hoja de cálculo en Microsoft Excel que servirá de ayuda tanto a estudiantes en el área de Ingeniería Mecánica Eléctrica y ramas afines, sus parámetros necesarios para la selección de sus equipos se enfocará en el área de la costa peruana definiendo los niveles de alta tensión siendo 60, 138 y 220 KV, de acuerdo a una conclusión general resulta que este software comprende solo los niveles de alta tensión más usados en el Perú, se limita a ciertos cálculos. Siendo así, desde un punto de vista académico, una herramienta que se orienta más al aprendizaje para estudiantes que están cursando materias ligadas al diseño de subestaciones y poder apoyarse en esta hoja de cálculo que es muy beneficioso en el área de diseño de equipos primarios constituyentes de una subestación, promoviendo el uso de tecnologías [7].

3.2. MARCO CONCEPTUAL REFERENCIAL

3.2.1. Generalidades

En los próximos años, no se visualizan cambios notables en las formas convencionales de generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica, es decir, se seguirá generando energía eléctrica a través de los métodos tradicionales. En la actualidad, la construcción de una subestación presenta una serie de variantes constructivas, en comparación con el diseño predeterminado, principalmente en equipos. Además, los aspectos que han evolucionado son esencialmente: la nueva legislación de los impactos ecológicos, la aparición de las tecnologías digitales en los equipos auxiliares de las subestaciones, la desregulación de la generación de la electricidad y los nuevos conceptos de la transmisión y distribución, ver Figura 3.1.

No obstante, a lo anterior, es necesario tener claros los conceptos relacionados con el diseño de subestaciones eléctricas, ya que intervienen tantos elementos y criterios que en un momento dado, se puede cometer errores de acuerdo a ciertas normas o recomendaciones sin tener claridad de los conceptos que permitan adoptar soluciones alternativas, que satisfagan mejor algunas condiciones técnicas y económicas, tomando decisiones fundamentadas sobre las características relevantes del equipo a emplear.

En cuanto, a dichas condiciones, conllevan a la necesidad de mejorar los procesos que permitan tener los elementos necesarios para el diseño de subestaciones eléctricas de tal forma que en el ámbito práctico se puede tener diferentes puntos de vista, de manera que el ingeniero o técnico en ejercicio le sirva de ayuda directa y confiable, al estudiante que este inmerso en el tema le dé una información más próxima a la realidad basándose en conceptos de la ingeniería dirigidos fundamentalmente a la aplicación para la solución de problemas reales lo que obviamente requiere un análisis de los diseños de subestaciones eléctricas [8].

3.2.2. Definición de subestación eléctrica.

Es una instalación conformada por una serie de equipos, aparatos e instrumentos destinados a dirigir o transformar la tensión eléctrica proveniente de una central de generación o a su vez de otra subestación aledaña. Los niveles de tensión deben presentar una variación ya sea elevándoles, reduciéndoles o manteniendo el mismo valor, para ser distribuidos y transmitidos a los respectivos destinos, pasan por un proceso de adecuación por medio de un transformador, cumpliendo la funcionalidad general de cualquier subestación eléctrica. Considere que las subestaciones eléctricas permiten el proceso de transportar el flujo eléctrico a tensiones elevadas debido a las pérdidas ocasionadas por el conocido “efecto joule” y con el propósito de preservar la misma potencia, se produce una disminución de la corriente, a fin de lograr mantener en un margen relativamente pequeño el valor de las pérdidas ya mencionadas [9].

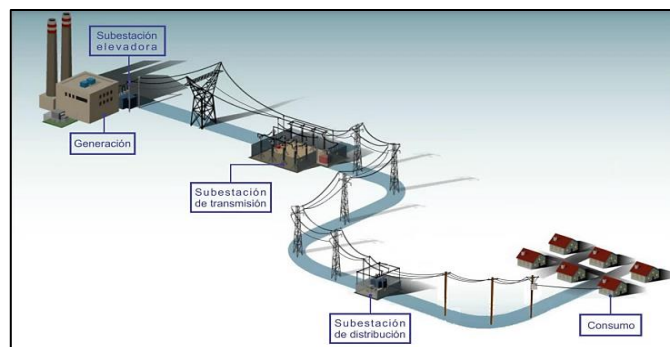


Figura 3.1. Uso referencial de una subestación eléctrica [10].

3.2.3. Clasificación de subestaciones eléctricas.

Es importante conocer la clasificación de las subestaciones, como se presenta en la Figura 3.2.

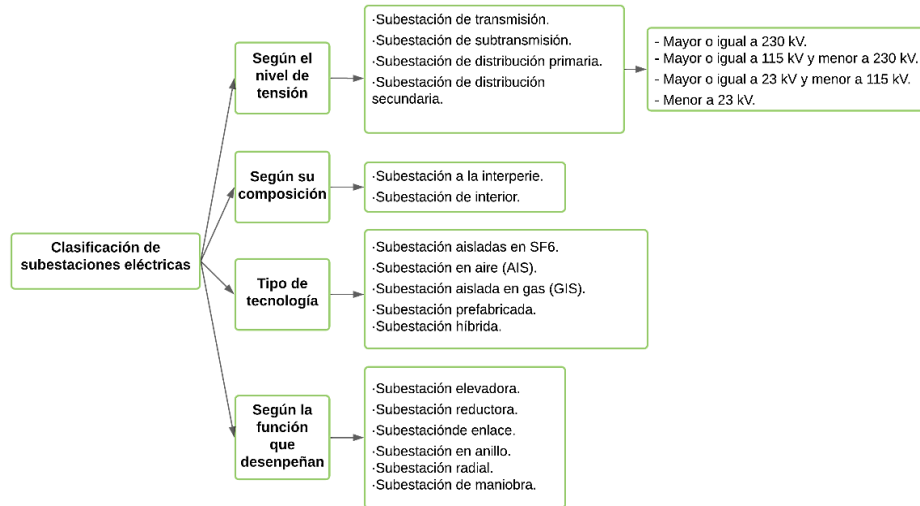


Figura 3.2. Clasificación de subestaciones eléctricas.

A continuación, se presenta los tipos de esquemas unifilares, clasificados por la función que desempeñan las subestaciones eléctricas Figura 3.3.

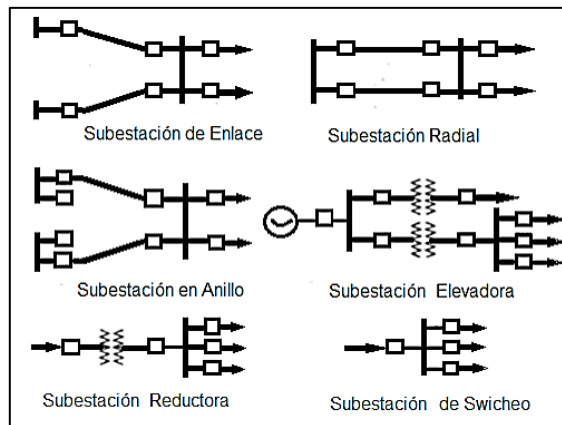


Figura 3.3. Esquemas de subestaciones eléctricas según la función que desempeñan [11].

Para el estudio de la propuesta tecnológica se enfocará en las subestaciones eléctricas convencionales aisladas en aire (AIS), como se observa en la Figura 3.4.

Las subestaciones (AIS) son tradicionalmente las más utilizadas debido a la funcionalidad que desempeña el aire logrando así un aislante natural. Por esta razón, cada equipo se debe encontrar

de manera individual y separada del resto. Es por tal motivo, que aumenta el tamaño de los equipos en conjunto ya que las distancias de seguridad son mayores.



Figura 3.4. Subestación AIS [12].

3.2.4. Configuración de las subestaciones

La configuración de subestaciones se diseña en base a un arreglo de barras, donde debe presentar confiabilidad, seguridad, flexibilidad y continuidad de acuerdo al servicio requerido y la zona de proyecto.

El arreglo de barras se divide en las tendencias europeas y americanas, donde, la tendencia europea, básicamente se refiere a la conexión de seccionadores, cada circuito tiene un interruptor, con la posibilidad de conectarse a una o más barras por medio de seccionadores. Por otra parte, la tendencia americana se realiza en base a la conexión de interruptores, en el cual, los circuitos se conectan a las barras o entre ellas, por medio de interruptores. Para requerir un tipo de configuración de subestaciones dependerá de diferentes parámetros eléctricos, técnicos y económicos, por lo que, en Latinoamérica se hace uso de estas tendencias o la combinación de ellas. Mediante la normativa IEEE 605-2008, en cuanto, a los tipos de configuraciones de las subestaciones se lo clasifica en lo siguiente:

Tabla 3.1: Características IEEE 605-2018.

Configuración de barras	Ventajas	Desventajas	Costo (Nota 1)	Tierra (m ²) (Nota 2)
Barra simple con interruptor (SBSB)	<ul style="list-style-type: none"> ✓ El costo más bajo. ✓ Área de tierra pequeña. ✓ Fácil de expandir. ✓ Simple de operar. ✓ Esquemas de protección simples. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Baja confiabilidad. ✓ La falla del bus o del disyuntor causa la pérdida de toda la estación. ✓ El mantenimiento del interruptor requiere la interrupción del circuito asociado. 	<p>100%</p> <p>120% (Con interruptor)</p>	<p>3160</p> <p>3810 (Con interruptor)</p>

Tabla 3.2: Continuación Características IEEE 605-2018.

<p>Barra simple con barra de transferencia (MTB)</p>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Fácil de expandir. ✓ Permite el mantenimiento del martillo. ✓ Mayor flexibilidad sobre una sola barra. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Baja confiabilidad. ✓ La falla de la barra o del interruptor provoca la pérdida de toda la subestación. ✓ Mayor complejidad en una sola barra. ✓ Esquema de protección complejo. ✓ Se requiere una gran superficie de tierra. 	<p>140%</p>	<p>5960</p>
<p>Doble barra con interruptor (DBSB)</p>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Permite cortes en cualquiera de las barras. ✓ Mayor flexibilidad sobre una sola barra. ✓ Puede permitir el mantenimiento del interruptor. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Baja confiabilidad. ✓ La falla del bus o del interruptor provoca la pérdida de toda la estación. ✓ Mayor complejidad en un solo bus. ✓ Alto costo. ✓ Se requiere un área de terreno muy grande. 	<p>175% (opción 1) 190% (opción 2)</p>	<p>9290 (opción 1) 11 520 (opción 2)</p>
<p>Barras en anillo (RB)</p>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Alta fiabilidad ✓ Operación flexible ✓ Permite el mantenimiento del martillo. ✓ La falla del bus no afecta la continuidad de operación 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Amplios esquemas de control y retransmisión. ✓ La falla del interruptor da como resultado la pérdida de dos circuitos. ✓ Se requiere una gran superficie de tierra. 	<p>125%</p>	<p>5720</p>
<p>Interruptor y medio (B-1/2)</p>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Fácil de expandir. ✓ Alta fiabilidad. ✓ Operación flexible. ✓ Permite el mantenimiento del interruptor. ✓ La falla de la barra no afecta la continuidad de la operación. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Alto costo. ✓ Amplios esquemas de control y retransmisión. ✓ Se requiere una gran superficie de tierra. 	<p>145%</p>	<p>4600</p>
<p>Doble barra doble interruptor (DBDB)</p>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Fácil de expandir. ✓ Muy alta fiabilidad. ✓ Operación muy flexible. ✓ Permite el mantenimiento del interruptor. ✓ la falla del bus no afecta la continuidad de la operación. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Alto costo ✓ Se requiere una gran superficie de tierra ✓ Amplios esquemas de control y retransmisión 	<p>190%</p>	<p>5810</p>

3.2.5. Elementos constitutivos de una subestación

Una subestación está compuesta por diversos elementos y materiales que hacen que garantice su factibilidad al sistema eléctrico de potencia (S.E.P), por tanto, los elementos que constituyen una subestación se pueden clasificar en elementos primarios y elementos secundarios.

3.2.5.1. Equipos primarios

Los componentes que se pueden visualizar en las subestaciones exteriores son los equipos primarios o también llamados de patio, debido a su nombre, indica que es la parte más importante, ya que, de estos depende la calidad y el servicio de energía eléctrica que será entregada al cliente. Cada uno de los elementos desempeñan un papel esencial dentro de la subestación y la misma, al sistema eléctrico nacional, como, por ejemplo, los transformadores, los cuales cumplen una función fundamental dentro de cualquier subestación y son capaces de transformar diferentes valores de voltaje y corriente, hasta los interruptores, que se los utiliza para proteger y realizar maniobras para mantener los demás equipos en perfectas condiciones.

Según [8], los principales elementos primarios que constituyen una subestación son los siguientes: Transformador de potencia, transformador de corriente, transformador de tensión, interruptor de potencia, seccionador, aisladores y el descargador de sobretensión.

3.2.5.2. Equipos secundarios.

De la misma manera, existen componentes dentro de una subestación eléctrica denominados equipos secundarios, estos son los que se encargaran de la protección, monitoreo, comunicación, respaldo y control de emergencia de operación de los equipos primarios, por lo que, resulta importante el conocimiento de estos.

Los equipos que se consideran como secundarios dentro de una subestación (Tabla 3.3) son las siguientes:

Tabla 3.3: Elementos secundarios de una subestación eléctrica.

• Conductores de control.	• Equipo de filtrado de aceite.
• Alumbrado.	• Sistema de puesta a tierra.
• Estructura.	• Intercomunicación.
• Herrajes.	• Trincheras, conducto, drenajes (sistema de canalizaciones).
• Equipo contra incendio.	• Cercas, mallas o muro de protección.

3.2.5.3. Protecciones

Los sistemas de protecciones eléctricas constituyen el equipo más importante que se incluye en una subestación para brindar seguridad a los equipos y al personal, por lo tanto, se debe conocer los componentes que lo protegen como se muestra en la Tabla 3.4:

Tabla 3.4: Protecciones en una subestación eléctrica.

• Coordinación de aislamiento.	• Relés de protección.
• Apantallamiento.	• Disyuntores de poder.
• Distancias de seguridad.	• Circuitos de control.

3.2.6. Elementos primarios de una subestación eléctrica.

Los equipos primarios se pueden diferenciar por su tamaño visible que se encuentra en la subestación eléctrica, son los elementos más importantes porque con ellos se procede a variar los niveles de tensión con seguridad y protección de los equipos.

3.2.6.1. Transformador de potencia.

Es una máquina eléctrica estática su principal función es modificar la tensión eléctrica de acuerdo a las necesidades que se requiera lo cual permite transferir la energía de un circuito eléctrico a otro, el proceso físico y eléctrico se basa en el efecto de la inducción en sus bobinas, creando un flujo de potencia.

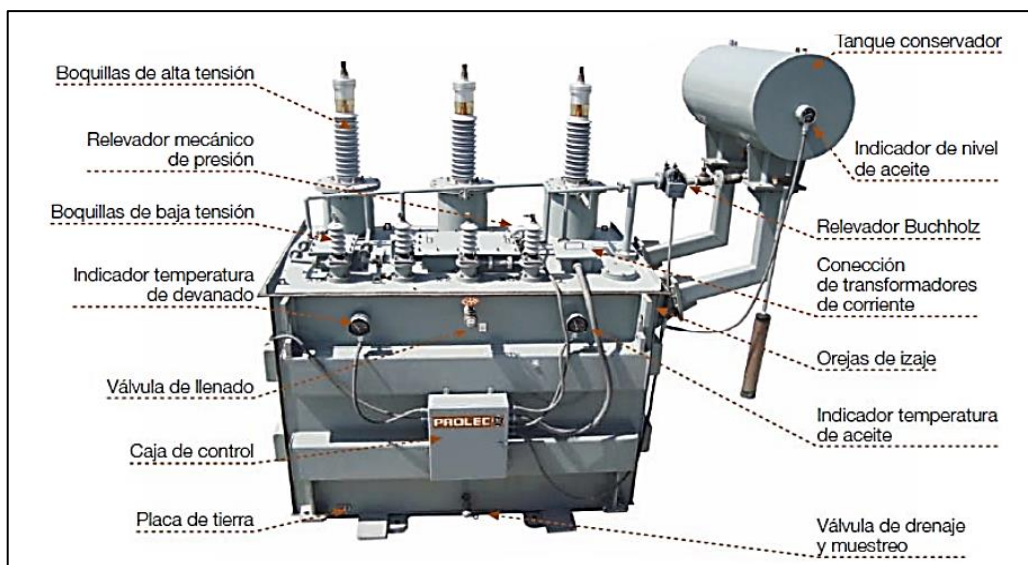


Figura 3.5. Partes y Características de transformador de tipo pequeña potencia hasta 69 KV [13].

a) Clasificación de transformadores de potencia

Tabla 3.5: Clasificación de los transformadores de potencia [14].

Clasificación		
• Por su construcción	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Tipo núcleo o columna ✓ Tipo acorazado 	
• Por su aplicación	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Reductores ✓ Elevadores ✓ Reguladores 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ De instrumentos ✓ Para Puesta a tierra ✓ Arranque
• Por número de fases	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Monofásicos ✓ Trifásicos 	
• Por su capacidad	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Pequeña potencia, con capacidades de 500 a 7500kVA ✓ Mediana potencia, con capacidades de 7.5MVA a 10MVA ✓ Gran potencia, con capacidades de 10MVA y mayores 	
• Por su ambiente de operación	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Interior ✓ Intemperie o exterior. 	
• Por la preservación del aceite	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Con tanque conservador ✓ Sin tanque conservador 	
• Por su conexión	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Delta/estrella (Δ/Y) ✓ Estrella/delta (Y/Δ) 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Estrella/estrella (Y/Y) ✓ Delta/delta (Δ / Δ)

b) Tipos de enfriamiento en Transformadores.

Los tipos de enfriamiento, que se utilizan en los transformadores son definidos por [14], en sus “Apuntes de la asignatura: subestaciones eléctricas”, siendo los siguientes:

- **ONAN:** Sumergido en aceite aislante con enfriamiento natural. Prácticamente en estos transformadores el aceite aislante circula por convección natural dentro de un tanque con paredes lisas o corrugadas, o bien, provistos de enfriadores tubulares o radiadores desmontables.
- **ONAN/ONAF:** Sumergido en aceite aislante con enfriamiento natural y enfriamiento con aire forzado. Básicamente su función es similar al transformador ONAN, pero se incorpora ventiladores para la cual se requiere enfriar superficies específicas y así aumentar la capacidad de disipar el calor.
- **ONAN/ODAF/ODAF:** Sumergido en aceite aislante con enfriamiento natural/aceite dirigido-aire forzado/aceite dirigido-aceite forzado.

- **OFAF:** Sumergido en aceite aislante con enfriamiento por aceite forzado natural y por aire forzado. Consta de ventiladores y bombas de aceite que trabajan conjuntamente.
- **ONWN:** Sumergido en aceite aislante con enfriamiento por agua. En estos transformadores el agua de enfriamiento se conduce a través de serpentinas, los cuales están en contacto con el aceite aislante del transformador el drenaje se lo realiza por gravedad o también se utiliza una bomba independiente.
- **OFWF:** Sumergido en aceite aislante con enfriamiento de aceite forzado con enfriadores de agua forzada. El transformador es prácticamente igual que el FOA, sólo que el cambiador de calor es del tipo agua-aceite, es decir que el enfriamiento del aceite se hace por medio de agua sin tener ventiladores [14].

3.2.6.2. Transformadores de corriente

Al operar este elemento a niveles de tensión elevados, se tiene que establecer un aislamiento eléctrico entre el circuito primario, este aislamiento se logra por medio de los denominados transformadores de corriente, ver Figura 3.6, cuya función principal es transformar o cambiar un valor de corriente en un circuito a otro que permita la alimentación de instrumentos en el circuito secundario y que por lo general es de cinco amperes según normas.

El primario del transformador se conecta en serie con el circuito por controlar y el secundario se conecta en serie con las bobinas de corriente de los aparatos de medición y de protección que requieran ser energizados. Si el equipo dispone de varios circuitos magnéticos, su función será como varios transformadores diferentes, entonces un circuito puede operar para mediciones que requieran mayor precisión, y los demás se pueden utilizar para protección. Por lo tanto, conviene que las protecciones diferenciales y de distancia se conectan a transformadores independientes [15].



Figura 3.6: Transformador de corriente [15].

Según [15], los transformadores de corriente pueden ser de medición, de protección o mixtos, se puede observar en la Figura 3.7.

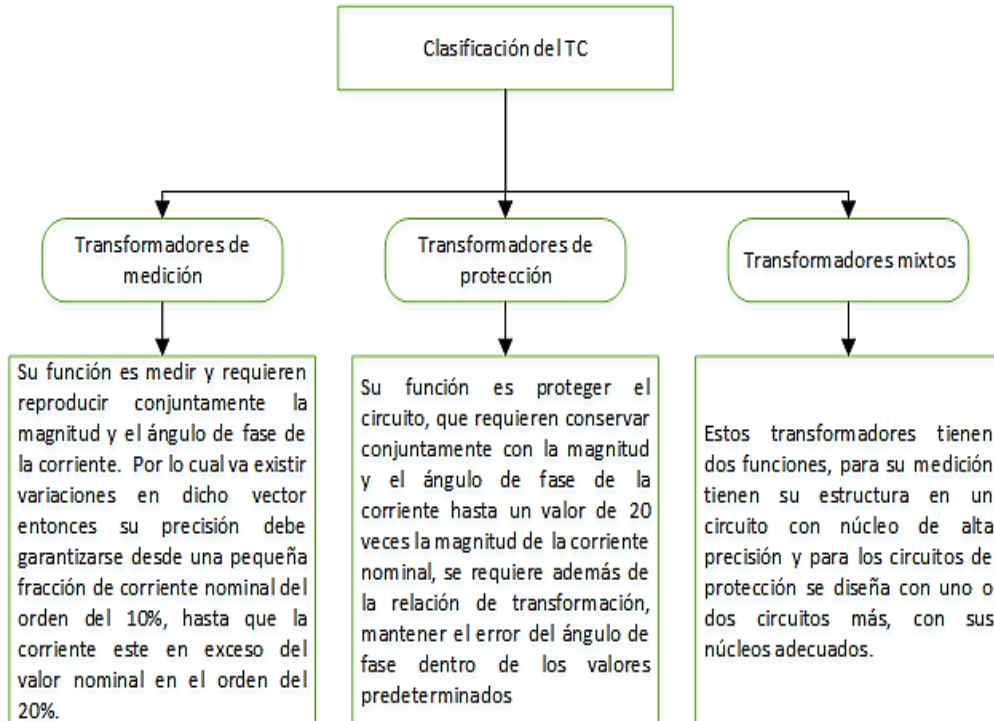


Figura 3.7: Clasificación de los transformadores de corriente (TC).

a) Parámetros de los transformadores de corriente

A continuación, se detalla la clasificación de los parámetros en cuanto a los transformadores de corriente, tomando como referencia a [15].

- **Corriente:** La corriente primaria y secundaria de un transformador de corriente deben estar normalizadas de acuerdo con cualquiera de las normas nacionales o internacionales para su correcto funcionamiento y de esa manera evitar daños al mismo transformador.
- **Corriente primaria:** Para esta magnitud se selecciona el valor normalizado inmediato superior de la corriente calculada para la instalación. Para subestaciones de potencial, los valores normalizados son: 300, 400, 600, 800, 1200, 1500, 2000, y 4000 amperes.
- **Carga secundaria:** Es el valor de la impedancia en ohm, reflejada en el secundario de los transformadores de corriente, y que está constituida por la suma de las impedancias del conjunto de todos los medidores, relés, cables, y conexiones conectados en serie

con el secundario y que corresponde a la llamada potencia de precisión a la corriente nominal secundaria.

- **Límite térmico:** Un transformador debe soportar en forma permanente, hasta un 20% sobre el valor nominal de corriente, sin exceder el nivel de temperatura especificado.
- **Límite de cortocircuito:** Es la corriente de cortocircuito máxima que soporta un transformador durante un tiempo que varía entre 1 y 5 segundos. Esta corriente está en el orden de los kiloamperios (kA).
- **Tensión secundaria nominal:** Es la tensión que se eleva en las terminales secundarias del transformador al alimentar una carga de veinte veces la corriente secundaria nominal.
- **Potencia nominal:** Es la potencia aparente secundaria que a veces se expresa en volt-amperes (VA) o también especificado en ohmios, bajo una corriente nominal determinada y que se indica en la placa de características del aparato.
 - ✓ **Clase de precisión para medición:** La clase de precisión se maneja en porcentaje y se designa por el error máximo admisible, este proceso se introduce en las especificaciones del transformador para la medición, operando con su corriente nominal primaria y la frecuencia nominal.
 - ✓ **Clase de precisión para protección:** Los transformadores con núcleos para protección, se diseñan para que la corriente secundaria sea proporcional a la primaria, para corrientes con valores de 20 veces el valor de la corriente nominal.

3.2.6.3. Transformadores de Tensión.

Según [15], los transformadores de potencial (ver Figura 3.8), se emplean para la medición y/o protección; su nombre se debe a que la cantidad principal a variar es la tensión, ósea que permiten regular un voltaje de un valor que puede ser elevadamente alto a un valor utilizado por los instrumentos de medición o protección con el propósito de evitar daños colaterales. Los transformadores de potencial o también denominados TP desarrollan dos funciones importantes como la de aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión. En cuanto a la conexión, el circuito que será controlado está conectado en paralelo y el secundario se conecta del mismo modo con las bobinas de tensión de los diferentes aparatos de medición y protección que se necesitan energizar.



Figura 3.8: Transformador de potencial [16].

a) Parámetros de los transformadores de potencial

En cuanto, a los parámetros de los transformadores de potencial, [15] distingue los siguientes:

- **Tensión:** Deben estar normalizadas las tensiones primaria y secundaria de un transformador de potencial de acuerdo con cualquiera de las normas nacionales o internacionales en uso.
- **Tensión primaria:** El valor calculado de la tensión nominal de la instalación se debe seleccionar con el valor normalizado inmediato superior.
- **Tensión secundaria:** Los valores normalizados, según la ANSI son de 120 volts para aparatos de 25 kV y de 115 volts para aquellos con valores superiores de 34.5 kV.
- **Potencia nominal:** Es la potencia secundaria expresada en volt-amperes (VA), que se desarrollan bajo la tensión nominal y que se indica en la placa de características del aparato.
- **Carga.** Es la impedancia que se conecta a las terminales del devanado secundario.
- **Clase de precisión para medición.** La clase de precisión se designa por el error máximo admisible en porcentaje, que el transformador de potencia puede introducir en la medición de potencia operando con su tensión nominal primaria y la frecuencia nominal. La precisión de un transformador debe garantizar valores entre 90 y 110% de la tensión nominal.

3.2.6.4. Interruptor de Potencia.

En [14], menciona que el funcionamiento del interruptor de potencia es efectuar maniobras de operación o de mantenimiento sirven para conectar y desconectar diversas partes de una instalación eléctrica, adicional tienen la capacidad de interrumpir en forma visible la continuidad de un circuito, es importante que este equipo debe trabajar sin carga, es decir que se deben maniobrar en vacío, fundamentalmente deben ser capaces de soportar corrientes nominales, corrientes de corto circuito y sobretensiones durante un tiempo específico. Se clasifican generalmente como: construcción de "tanque muerto" o "tanque vivo".

- **Tanque muerto:** Significa que el tanque del interruptor y todos los accesorios se mantienen al potencial a tierra, sus boquillas convencionales estarán directamente a conexiones de la fuente y la carga externas ver Figura 3.9 a).
- **Tanque vivo:** Significa que la envolvente de metal y porcelana que contiene el mecanismo de interrupción está montado sobre una columna el cual debe estar aislada con porcelana su conexión estará a potencial de línea. Esta columna, puede actuar como un acceso para la varilla de operación, en el caso de interruptores de aire, también tiene como función un conducto de suministro de aire ver Figura 3.9 b).



a) Interruptor de tanque muerto



b) Interruptor de tanque vivo

Figura 3.9. Tipos de interruptores [17].

Al existir una sobrecorriente se crea un arco eléctrico entonces los interruptores de potencia operan bajo estas condiciones y se lo clasifica en la Figura 3.10.

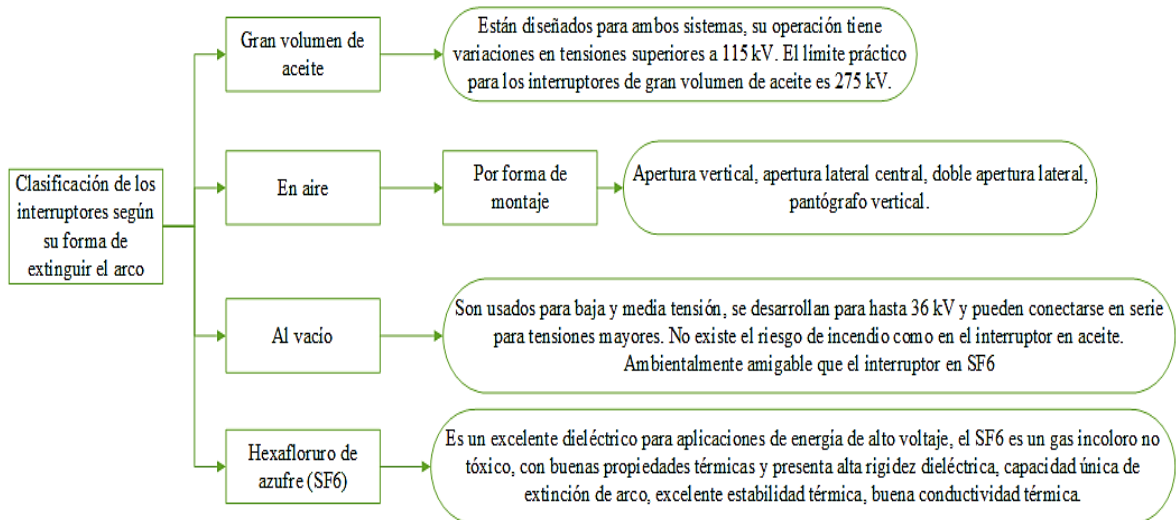


Figura 3.10. Clasificación de los interruptores según su forma de extinguir el arco.

3.2.6.5. Seccionador

Para dar a conocer un concepto de un seccionador, [14] presenta lo siguiente: El seccionador permite aislar sectores del sistema de distribución de energía, preservando así el recuento de operaciones de sobrecorriente del equipo de reserva. Por su principio de funcionamiento, el dispositivo de aislamiento interrumpido puede ser de aire, aceite o vacío, y en términos de control, es similar al caso de un restaurador, es decir, puede ser hidráulico, electrónico o electromecánico.

El seccionador, es un elemento que no está diseñado para interrumpir la corriente de cortocircuito porque su función es abrir automáticamente el circuito después de cortar y responder a un número predeterminado de pulsos de corriente igual o mayor que una magnitud predeterminada, abren cuando el alimentador primario de distribución quedan sin energía ver Figura 3.11.

La misión de este aparato es la de unir o separar de una forma visible diferentes elementos, componentes o tramos de una instalación o circuito.



Figura 3.11. Seccionador [18].

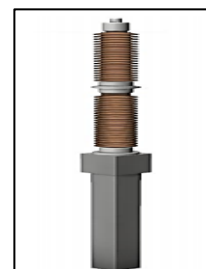
Los seccionadores permiten realizar mantenimiento en una zona específica, de tal forma, que su función es aterrizar líneas de transmisión, barrajes, bancos de transformadores o bancos de condensadores, abrir o cerrar circuitos bajo carga, generadores, reactores o capacitores.

3.2.6.6. Aisladores

El aislador según [9], es un elemento no conductor, que tiene la función de separar la parte energizada del potencial eléctrico del conductor y del equipo con relación al potencial de tierra, para cumplir con la distancia de aislamiento requerida y la distancia de seguridad de la instalación. Además, los aisladores que son utilizados en las subestaciones deben ser capaces de soportar las tensiones eléctricas y mecánicas impuestas por conductores y equipos, por lo que, se tiene en cuenta otros factores para que funcionen con normalidad, como las condiciones climáticas y los niveles de contaminación. Los materiales que poseen las propiedades con las características necesarias para soportar los esfuerzos eléctricos y mecánicos son: porcelana, vidrio, materiales sintéticos. En subestaciones de transmisión se pueden clasificar por su forma y uso (ver Figura 3.12)



a) Tipo suspensión



b) Soporte tipo columna

Figura 3.12. Clasificación por su forma y uso en subestaciones eléctricas [10].

3.2.6.7. Descargador de sobretensión

El descargador de sobretensión se observa en la Figura 3.13, tienen como finalidad salvaguardar y proteger a los elementos de la subestación contra sobretensiones transitorias, por medio de la descarga a tierra causada por la corriente de impulso tipo rayo, logrando la circulación de la corriente a frecuencia industrial después del transitorio [19].



Figura 3.13. Descargador de sobretensión [15].

Las características del pararrayos o también conocidos como descargadores son las siguientes, según [19]:

- Se comporta como aislador cuando la tensión suministrada no sobrepasa al nivel determinado, superior a la tensión máxima del sistema.
- Se comporta como un conductor para descargar a tierra la onda de corriente producida por la sobretensión.
- Interrumpe la circulación de la corriente a tierra una vez que la sobretensión ha desaparecido del sistema y se ha restablecido la tensión nominal.
- No debe operar con sobretensiones temporales a frecuencia industrial.

Se deben considerar las siguientes tensiones para la utilización de los descargadores.

- Voltaje normal de servicio (tensión máxima del sistema).
- Sobretensiones temporales (TOV).
- Sobretensiones de frente lento (Sobretensiones por maniobra).
- Sobretensiones de frente rápido (Sobretensiones por descargas atmosféricas).

Según la norma IEC 71-2, existen dos tipos de descargadores estandarizados, los cuales [19] hace referencia en el siguiente texto: Los pararrayos tipo resistencia no lineal con explosores en serie, y pararrayos de óxido metálico (Óxido de zinc) sin explosores. En un sistema con neutro sólidamente conectado a tierra la sobretensión temporal es mínima, se recomienda utilizar un descargador de óxido basadas en una sobretensión de frente lento. Por otro lado, en un sistema con cable neutro aislado, la sobretensión provocada por una falla a tierra puede durar mucho tiempo, por lo que es necesario utilizar un pararrayos de descargadores con explosores. Debido a que los explosores están saliendo del mercado en la actualidad los descargadores de sobretensión más utilizados son los de óxido de zinc.

a) Especificaciones del descargador de sobretensión.

- Voltaje de operación continua.
- Tensión asignada del descargador.
- Corriente nominal de descarga corriente de cortocircuito.
- Frecuencia del sistema.
- Tipo de descargador.

4. MATERIALES Y MÉTODOS

4.1. MÉTODOS

4.1.1. Métodos de investigación

El método experimental conjuntamente con la propuesta tecnológica, se refiere a la cohesión de las normativas vigentes, porque se encuentran dispersas en las distintas fuentes bibliográficas. Estas sirven para brindar seguridad y confiabilidad al momento del dimensionamiento de la aparamenta de las subestaciones. El resultado es tener el control a conveniencia, para obtener toda la información de las normas en un solo programa, con la ayuda de una herramienta informática y la creación de un algoritmo, logrando determinar, que equipos deben ser instalados en una subestación según sus características.

La presente propuesta tecnológica, se lo realiza mediante las características de la investigación cuantitativa, ya que, en el desarrollo del proyecto se debe recopilar una serie de información como: cálculos, parámetros eléctricos y ambientales, los mismos que servirán como datos para el dimensionamiento de los elementos primarios de las subestaciones. Además, se debe considerar criterios técnicos relacionados en el área eléctrica haciendo uso de las diferentes

normativas que requieren un análisis minucioso, con el propósito de escoger los equipos adecuados para el diseño de la subestación.

Por otra parte, el comportamiento de la relación o vinculación de los diversos conceptos o características entre sí, son entendidos por los estudios correlacionales, por lo tanto, en el dimensionamiento de equipos de patio se manejan diferentes aspectos, entre ellos están, las normativas, cálculos y simulaciones referentes a la ingeniería eléctrica, donde todos los parámetros mencionados tienen como finalidad incorporarse al lenguaje de programación, para determinar un solo resultado resolviendo el problema planteado.

Se consideran las subestaciones del sector eléctrico, que operan a niveles de tensión: 230, 138 y 69 kV, clasificándose en reductoras, elevadores y de maniobra, teniendo en cuenta el tipo de configuración de barra que posean. Los casos de estudio son dos subestaciones reductoras con una configuración de interruptor y medio que opera a (115/13,8 kV) y la otra a (138/22,9/13,8), donde sus diseños fueron realizados por estudios previos, analizando las variaciones ambientales y técnicas que presentan efectos en los equipos primarios, los mismos que serán dimensionados en base a las normativas locales e internacionales.

4.1.2. Dimensionamiento de equipos primarios

El dimensionamiento de elementos de patio básicamente se refiere a determinar las características técnicas de cada equipo que conforma la subestación y dependerá de varios factores, los principales son: el tipo de subestación, nivel de tensión, potencia, aspectos ambientales y altura del emplazamiento, cada punto detallado en las características debe presentar un análisis, por lo que, para la presente propuesta tecnológica se realizó los estudios más importantes en base a la normativa IEC.

La potencia de la subestación está relacionada directamente con el transformador y se obtiene a partir del estudio de flujos de potencia, para diferentes escenarios de proyección de la demanda en la zona, es decir, la potencia de la carga irá como dato de entrada, posterior a ello se determinará la capacidad del transformador en (MVA) aplicando la normativa IEC 60076 para el dimensionamiento del equipo.

Cuando el sistema presenta fallas, las corrientes tienden a tener asimetría dividiéndose en tres etapas, subtransitoria, transitoria y permanente en el orden de los milisegundos a segundos, por lo tanto, es importante realizar un estudio de cortocircuito, de manera que los datos obtenidos sean parte del dimensionamiento para el interruptor de potencia, el seccionador de potencia, el

TP y TC, adicionalmente, se realizan otros estudios que son necesarios para determinar las características técnicas en base a las normativas de cada elemento.

El estudio de coordinación de aislamiento aplicando la normativa IEC 60071 permitirá establecer el nivel aislamiento al impulso tipo rayo (BIL), el nivel de aislamiento al impulso maniobra (SIL), con su respectiva tensión de operación del sistema, que será determinado en base a la tabla 2 de la IEC 71-1_2011, Estos parámetros que se obtienen son necesarios para el dimensionamiento de todos los equipos de patio, hay que tener en cuenta los criterios de diseño y los estudios adicionales que se realizan para obtener los valores del resultado de la coordinación de aislamiento.

Los elementos a dimensionar considerados en este trabajo serán: Transformador de potencia, Interruptor de potencia, seccionador de potencia, transformador de corriente, transformador de potencial y descargador de sobretensión.

El proceso para dimensionar los equipos de patio de una subestación, se basa en los estudios mencionados anteriormente, por lo tanto se requiere conocer que método se utilizó para llegar a las características finales de cada equipo, detallando el proceso de dimensionamiento para el uso de la herramienta informática que se lo presenta en un diagrama de flujo que se encuentra en el **Anexo A**.

La herramienta se validará, con los datos de dos subestaciones eléctricas, la primera es la subestación NIF 115/13.8 kV, su ubicación es cercano a la ciudad de Maturín en el estado de Venezuela, tendrá un esquema de operación en configuración interruptor y medio, los estudios fueron realizados por la empresa PDVSA, la segunda subestación es la CHIMBOTE 1, cuya ubicación está en Perú, en la ciudad de Chimbote, donde, todo el equipo primario tiene establecido como informe final y detallada, las características técnicas y ambientales de los elementos de patio.

La información que se utilizó para determinar los datos importantes y hacer uso de ellos en la herramienta informática fue tomada de los siguientes casos de estudio, en cuanto al análisis de flujos de potencia de la subestación NIF, está conformada de cuatro transformadores con una potencia de 50 MVA y una tensión de 115/13,8 kV, considerando una carga de 36,3 MVA independientemente en la barra 1 y 2, con interruptor de enlace cerrado. Para el estudio de cortocircuito se elegirá el caso 3 que presenta el mayor nivel de cortocircuito elaborado por la empresa PDVSA y menciona lo siguiente, “Durante la operación de mantenimiento a uno de

los cuatro transformadores de 50 MVA que alimentan a la carga, el interruptor de enlace de la barras de 13.8 kV que opera normalmente abierto esté cerrado para mantener ambas secciones de la barra energizadas con un solo transformador de 50 MVA, el cual suplirá toda la carga en 13.8 kV aguas abajo.” Con respecto al caso dos de la subestación CHIMBOTE 1, previa investigación y deducción, se estiman los datos necesarios para realizar el dimensionamiento de los equipos de la subestación, ya que, se conocen los niveles de voltaje, el nivel de cortocircuito y potencia del sistema conjuntamente con sus características ambientales que son necesarios para que la herramienta informática valide los datos del caso 2.

Anexo B: Caso base uno, subestación NIF.

Anexo C: Caso base dos, subestación Chimbote 1.

4.1.2.1. Condiciones iniciales de la subestación.

Para las condiciones iniciales del sistema se consideró parámetros ambientales, nivel de contaminación, velocidad del viento, humedad relativa y altura sobre el nivel de mar, en el aspecto de las características eléctricas están los niveles de tensión del sistema primario y secundario que presentará la subestación, la frecuencia de la red, así también los valores del BIL, SIL y definiendo así la tensión máxima de diseño del sistema o del equipo, el valor de la corriente de cortocircuito trifásico, la potencia de la demanda, estos datos son los necesarios para validar la herramienta informática con los dos casos de estudio, por lo tanto, se deberán ingresar en el interfaz GUI que se presenta en la Figura 4.1.

CONDICIONES DEL SISTEMA ELÉCTRICO			CONDICIONES AMBIENTALES		
Características	Tensión Nom. Sistema (KV)	Primario: 115	Secundario: 13.8	Temperatura Promedio (°C):	25.67
	Frecuencia (Hz)	60		Máxima Promedio (°C):	32.22
	Nivel Básico Aisl. rayo(KV)	650	75	Mínima Promedio (°C):	25.55
	Nivel basic maniobra (KV)	275	38	Humedad Relativa Promedio (%):	77 %
	Tensión Máx. Diseño (KV)	145	17.5	Tipo de Clima:	Seco
	Máx.Niv. Cortocircuito (KA)	31.5	31.5	Viento Dirección Dominante:	Sudeste
				Velocidad Promedio (Km/H):	9.61
				Altura del Area Altura Promedio m s.n.m.:	180
			Nivel de Contam.:	Muy Fuerte	
			Distancia de fuga:	55 mm / kV	

Figura 4.1. Interfaz de las condiciones iniciales de una subestación.

La acción de las condiciones iniciales que cumple este proceso en la herramienta informática se detalla en el diagrama de flujo que se encuentra en el **Anexo D**.

4.1.2.2. Dimensionamiento del transformador de potencia

Para el dimensionamiento del transformador de potencia se utilizó la IEC 60076, los datos relevantes que se utilizó en la herramienta desarrollada son: El núcleo, el tipo de transformador a utilizar, el sistema de enfriamiento y el grupo de conexión, estos datos serán elegidos de acuerdo a criterio del diseñador. Los estudios necesarios para obtener los otros datos técnicos son: coordinación de aislamiento dando como resultado la tensión nominal del equipo, el BIL y el SIL, estudio de flujos de potencia, dónde se realizó la simulación de la subestación en el software ETAP (12.6.0) considerando la demanda en la barra 1 y 2 con interruptor de enlace cerrado. La demanda total de la carga conectada es de 36,3 MVA, para el dimensionamiento de la potencia del transformador se ocupará el factor de contingencia inicial de un 20%, que será 43,56 MVA, que por normativa se escogerá una potencia nominal de 50 MVA-ONAN. Las etapas de enfriamiento tienen como objetivo suplir la demanda pico, es decir según la guía técnica se aplica un factor de incremento de un 33% a la potencia nominal que será de 67 MVA-ONAF.

Anexo E. Diagrama de flujo del transformador de potencia.

4.1.2.3. Dimensionamiento del interruptor de potencia

Para el dimensionamiento del interruptor de potencia se utilizó la IEC 62271-100, los datos relevantes que se utilizó en la herramienta desarrollada son: El tipo y el medio de extinción del arco del interruptor, la corriente momentánea a 1/2 ciclo este resultado se obtuvo a partir de la simulación de la subestación en el software ETAP (12.6.0), y la corriente de cierre que es de 2,6 veces la corriente momentánea a 60 Hz, Así mismo se estudia la coordinación de aislamiento dando como resultado la tensión máxima de diseño del equipo, el BIL y el SIL.

Anexo F. Diagrama de flujo del interruptor de potencia.

4.1.2.4. Dimensionamiento del seccionador de potencia.

Para el dimensionamiento del seccionador de potencia se utilizó la IEC 62271-102, los datos de entrada que requiere la herramienta desarrollada son: el tipo de seccionador, funcionamiento y mecanismo de operación, estos datos serán elegidos de acuerdo a criterio del diseñador y en base a la normativa. Los estudios adicionales para obtener el dimensionamiento correcto del seccionador es el análisis de cortocircuito, como resultado la corriente de cortocircuito trifásico que a su vez se determina la corriente dinámica que es igual 2,6 veces la corriente de

cortocircuito trifásico, de la misma forma aplica el estudio de coordinación de aislamiento de terminando el BIL y el SIL con su tensión máxima de diseño del equipo.

Anexo G. Diagrama de flujo del seccionador de potencia.

4.1.2.5. Dimensionamiento del transformador de corriente (TC)

Para el dimensionamiento del transformador de corriente se utilizó la normativa IEC 60044, los datos relevantes de ingreso en la herramienta desarrollada son: el tipo de TC, también se determina el burden de cada relé a conectarse y se realizará un análisis al burden del conductor es decir las pérdidas que representa en base la distancia entre el TC y el relé a conectarse, la clase de precisión que se requerirá ya sea de protección con su respectivo valor de saturación del TC en la corriente nominal y para medición que requerirá solo clase de precisión, otro dato será la corriente nominal del secundario que viene dado 1 y 5 A especificado en la normativa, estos datos serán elegidos y seleccionados de acuerdo a criterio del diseñador y en base a la normativa.

Anexo H. Diagrama de flujo del transformador de corriente.

4.1.2.6. Dimensionamiento del transformador de potencial (TP)

Para el dimensionamiento del transformador de potencial se utilizó la IEC 60044, los datos relevantes que se utilizó en la herramienta desarrollada son: el tipo de TP, también se ingresará el burden del relé y se realizará un análisis al burden del conductor que representa las pérdidas de acuerdo a la distancia entre el TP y el relé a conectarse, por otra parte la clase de precisión que se requerirá, ya sea en los núcleos de protección o para medición, la tensión en el secundario viene dado por la normativa IEC 60186 y debe ir referenciado a tierra.

Anexo I. Diagrama de flujo del transformador de potencial.

4.1.2.7. Dimensionamiento del descargador de sobretensión.

Para el dimensionamiento del descargador de sobretensión, se basa en la norma IEC 60099, los datos relevantes que se utilizó en la herramienta desarrollada son: el tipo de descargador y sistema de puesta a tierra, el proceso realizado empieza con los cálculos de la máxima tensión de operación continuo del sistema, las sobretensiones temporales, la capacidad absorción de energía el cual determinara la clase de la línea, también se debe especifica los niveles de cortocircuito y dependiendo la robustez de la subestación se determina la corriente nominal de descarga tanto a impulso tipo rayo como a tipo maniobra.

Anexo J. Diagrama de flujo del descargador de sobretensión.

4.2. TÉCNICAS

4.2.1. Análisis de Cortocircuito

El estudio de cortocircuito para la presente propuesta tecnológica se realiza con la respectiva simulación en el software ETAP 12.6.0, en el caso de la subestación eléctrica NIF 115/13,8 kV, dónde, se presenta un reporte y los datos obtenidos que se elegirán para el dimensionamiento de los equipos son la corriente de cortocircuito en una falla trifásica a 1/2 ciclo de 31,4 kA. Para el caso 2, tratándose de la subestación Chimbote 1, la máxima corriente de cortocircuito tiene el mismo valor que la subestación NIF, siendo de 31,5 kA.

Anexo K. Análisis de cortocircuito, simulación de la subestación NIF en el software ETAP (12.6.9) en base a los datos presentados por PDVSA.

4.2.1.1. Nivel máximo de corriente de cortocircuito

La norma IEC 60909 se aplica a todas las redes, radiales o malladas, hasta 230 kV, basada en el teorema de Thévenin que consiste en calcular una fuente de tensión equivalente en el punto de cortocircuito, con lo cual se determina la corriente en este mismo punto. Todas las alimentaciones de la red y las máquinas sincrónicas y asincrónicas se sustituyen por sus impedancias (directa, inversa y homopolar) [20].

Las presentes ecuaciones hacen referencia a la normativa IEC 60909 que están sujetos a verificación de capacidad de todos los equipos primarios comprendidos en las instalaciones de centrales de generación y del sistema de transmisión. Estos equipos primarios deberán contar con la suficiente capacidad que les permita soportar los niveles máximos individuales de corriente de cortocircuito que se establezcan en cada uno de éstos, a consecuencia de las correspondientes fallas.

- **Corriente de cortocircuito simétrica:** Valor r.m.s. de la componente simétrica de corriente alterna (C.A.) de una corriente de cortocircuito. La componente continua o no periódica de la corriente, no es considerada.
- **Corriente de cortocircuito simétrica inicial:** Valor r.m.s. de la componente simétrica de (C.A.) de una corriente de cortocircuito, aplicable en el instante de iniciado el corto circuito, considerando que la impedancia mantiene el valor del instante $t=0$.

- **Componente continua (no-periódica) de la corriente de cortocircuito (inc):** Valor medio de la envolvente de la corriente de cortocircuito decayendo desde un valor inicial hasta cero.
- **Corriente de cortocircuito máxima (peak):** Valor instantáneo máximo posible de la corriente de cortocircuito.
- **Corriente de cortocircuito simétrica de interrupción:** Valor r.m.s. de la componente simétrica de la corriente de cortocircuito, integrada en 1 ciclo, para el instante de separación de los contactos del primer polo del dispositivo de interrupción.
- **Corriente de cortocircuito de régimen permanente:** Valor r.m.s de la corriente de cortocircuito que permanece después del decaimiento de los fenómenos transitorios.
- **Corriente de cortocircuito de equivalente térmico (I_{th}):** Valor r.m.s de una corriente que tiene el mismo efecto térmico e igual duración que la corriente de cortocircuito.

Las corrientes de cortocircuito que se considera para la propuesta tecnológica deben ser evaluadas para los siguientes tipos de falla, presentando las siguientes ecuaciones de corrientes de cortocircuitos simétricas.

a) Trifásica

$$I_{CC3F} = \frac{c \cdot V_n}{\sqrt{3} \cdot |Z_1|} \quad (4.1)$$

$$\left(\frac{X}{R}\right)_{CC3F} = \frac{X_1}{R_1} \approx 35 \quad (4.2)$$

b) Monofásica a tierra.

$$I_{CC1FT} = \frac{\sqrt{3} \cdot c \cdot V_n}{|Z_1 + Z_2 + Z_0|} \quad (4.3)$$

$$\left(\frac{X}{R}\right)_{CC1FT} = \frac{X_1 + X_2 + X_0}{R_1 + R_2 + R_0} \approx 35 \quad (4.4)$$

Donde:

V_n : Tensión nominal línea a línea del sistema en el punto de falla, en [KV].

c : Factor de tensión, según Norma IEC 60909, este factor es igual a 1.1.

$Z_1 = R_1 + jX_1$: Impedancia del circuito equivalente de Thevenin de la red de secuencia positiva en el punto de falla, en [Ω].

$Z_2 = R_2 + jX_2$: Impedancia del circuito equivalente de Thevenin de la red de secuencia negativa en el punto de falla, en [Ω].

- $Z_0 = R_0 + jX_0$: Impedancia del circuito equivalente de Thevenin de la red de secuencia cero en el punto de falla, en $[\Omega]$.
- I_{CC3F} : Corriente de cortocircuito simétrica RMS de fase, para cortocircuito trifásico, en $[KA]$.
- I_{CC1FT} : Corriente de cortocircuito simétrica RMS de fase, para cortocircuito monofásico a tierra, en $[KA]$.
- $\left(\frac{X}{R}\right)_{CC3F}$: Razón X/R del cortocircuito trifásico.
- $\left(\frac{X}{R}\right)_{CC1FT}$: Razón X/R del cortocircuito monofásico a tierra.

Para cada uno de los tipos de cortocircuitos indicados, se deberán determinar las siguientes componentes de la corriente y niveles máximos de cortocircuito:

- a) Corriente de cortocircuito simétrica inicial: estará dado por la mayor de las correspondientes corrientes determinadas para cada tipo de cortocircuito de los indicado:

$$I''_{KMax} = I''_K(r. m. s) \quad (4.5)$$

- a) Corriente de cortocircuito máxima instantánea: Se considera igual:

$$I_{PMax} = 2.7 \cdot I''_{KMax} \quad (4.6)$$

$$I_p = \sqrt{2} \cdot I_{KMax} \cdot \left[1 + e^{-\left(\frac{\pi}{(X/R)_{CCMax}}\right)} \right] \quad (4.7)$$

- b) Corriente de cortocircuito simétrica de interrupción: El nivel máximo de la corriente de cortocircuito simétrica de interrupción, se considera igual:

$$I_b(r. m. s) = I_{bMax} = I''_{KMax} \quad (4.8)$$

- c) Componente continua de la corriente de cortocircuito:

$$I_{dc} = \sqrt{2} \cdot I_{KMax} \cdot e^{-\left(\frac{4 \cdot \pi}{(X/R)}\right)} \quad (4.9)$$

- d) Corriente de cortocircuito asimétrica de interrupción: Se considera lo siguiente:

$$I_{ASI}(r. m. s) = I_{ASIMax} = \sqrt{2} \cdot I''_{KMax} \quad (4.10)$$

$$I_{ASIMax} = I''_{KMax} \sqrt{\left[1 + 2 \cdot e^{-\left(\frac{8 \cdot \pi}{(X/R)_{CCMax}}\right)} \right]} \quad (4.11)$$

Las fórmulas y análisis presentados son los que se utilizan para dimensionar los elementos de patio, por lo que se requiere un proceso específico para determinar estos niveles de corriente.

Actualmente se hace uso de software, cómo es el ETAP o el DIgSILENT para presentar los resultados de cortocircuito y con ello especificar los valores requeridos en los equipos primarios de una subestación.

4.2.2. Análisis de flujos de potencia

El estudio de flujo de potencia se consideró los datos de la subestación eléctrica NIF 115/13,8 kV, al igual que, de la subestación CHIMBOTE 1 de 138/22,9/13.8 kV, para realizarlo mediante simulación en el software ETAP 16.2.0, el sistema está compuesto por una barra general de 115 kV para el primer caso, con cuatro transformadores conectado en lado de alta a la línea entrante del sistema y el lado de baja a las barras de 13,8 kV, además, presentará un esquema interruptor y medio que incorporará las cargas previstas para dicho diseño. Dónde se ingresó los aspectos técnicos que representa toda la red que se analizará. Para el segundo caso la tensión es de 138 kV, en el proyecto de transformación de la subestación Chimbote 1 en donde se ocupa un transformador de tres devanados, además, la potencia de la subestación es de 120 MVA.

El valor de la carga se lo realiza mediante un estudio de demanda, por lo que para la propuesta tecnológica se utilizará un estudio de demanda ya realizado por parte de la empresa PDVESA y con el dato ya obtenido de la subestación Chimbote 1.

Del estudio de flujo de cargas se obtienen los siguientes resultados:

- Potencia nominal del transformador.
- Flujo de potencia activa y reactiva.
- Modulo y ángulo de las tensiones en las diferentes barras del sistema.
- Topes necesarios de los reguladores de tensión de los transformadores para obtener los perfiles de tensión deseados.

Anexo L. Análisis de flujos de potencia, simulación de la subestación en el software ETAP (12.6.9) en base a los datos presentados por PDVSA.

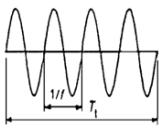
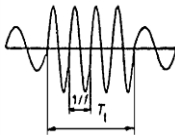
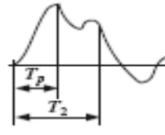
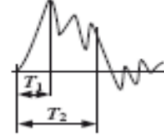
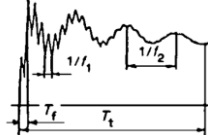
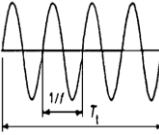
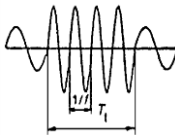
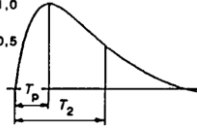
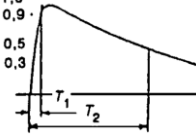
4.2.3. Coordinación de Aislamiento

Selección de la rigidez dieléctrica de los materiales, en función de las tensiones que pueden aparecer en la red a la cual estos materiales están destinados y teniendo en cuenta las condiciones ambientales y las características de los dispositivos de protección disponibles.

Aislamiento externo: Distancias en el aire atmosférico y en las superficies de los aislamientos sólidos de un material en contacto con la atmósfera, que se someten a los esfuerzos dieléctricos y a la influencia de las condiciones ambientales u otros agentes externos tales como polución, humedad, insectos, etc.

Aislamiento interno: Elementos internos sólidos, líquidos o gaseosos del aislamiento de un material que están al amparo de la influencia de las condiciones ambientales u otros agentes externos.

Tabla 4.1: Sobretensiones obtenidas en ensayos de tensión.

Tipo	Baja frecuencia		Transitorio		
	Continua	Temporal	Frente Lento	Frente Rápido	Frente muy rápido
1					
2	$f = 50 \text{ Hz o } 60 \text{ Hz}$ $T_t \geq 3.600 \text{ s}$	$10 \text{ Hz} < f < 500 \text{ Hz}$ $0,02 \leq T_t \leq 3.600 \text{ s}$	$20 \mu\text{s} < T_p \leq 5000 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 20 \text{ ms}$	$0,1 \mu\text{s} < T_1 \leq 20 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 300 \mu\text{s}$	$T_f \leq 100 \text{ ns}$ $0.3 \text{ MHz} < f_1 < 100 \text{ MHz}$ $30 \text{ KHz} < f_2 < 100 \text{ MHz}$
3	 $f = 50 \text{ Hz o } 60 \text{ Hz}$ $T_t *$	 $48 \text{ Hz} \leq f < 62 \text{ Hz}$ $T_t = 60 \text{ s}$	 $T_p < 250 \mu\text{s}$ $T_2 < 2.500 \mu\text{s}$	 $T_1 < 1.2 \mu\text{s}$ $T_2 < 50 \mu\text{s}$	*)
4	*)	Ensayo a frecuencia Industrial	Ensayo impulso tipo maniobra	Ensayo impulso tipo rayo	*)

Donde:

- 1: Formas de onda de tensiones y sobretensiones.
- 2: Gammas de formas de onda de tensiones y sobretensiones.
- 3: Formas de onda de tensión normalizada.
- 4: Ensayo de tensión soportada normalizada.

4.2.3.1. Naturaleza y clasificación de las sobretensiones

Para la coordinación de aislamiento la norma IEC 60071-1 y 60071-2 lo clasifica en las siguientes: a) Sobretensiones permanentes a frecuencia industrial, b) Sobretensiones temporales a frecuencia industrial, c) Sobretensiones de frente lento o de maniobra, d) Sobretensiones de frente rápido o tipo atmosférico, a continuación, se detalla cada uno de ellos con su respectivo procedimiento para la coordinación de aislamiento del sistema.

- Procedimiento de cálculo, datos principales que se requiere para la coordinación de aislamiento.
 1. Tensión nominal del sistema (KV)
 2. Frecuencia nominal (Hz)
 3. Tensión máxima del sistema (KV)
 4. Altura promedio de instalación (m.s.n.m.)

4.2.3.2. Determinación de las tensiones y sobretensiones representativas (Urp)

a) Sobretensiones permanentes a frecuencia industrial

Se establece el voltaje nominal del sistema en operación normal, tomando como referencia las variaciones de voltaje.

- Tensiones permanentes (4.12)

$$\begin{aligned} \max &= Un + Un * 0.05 \text{ KV} \\ \min &= Un - Un * 0.05 \text{ KV} \end{aligned} \quad (4.12)$$

- Tensiones a frecuencia industrial

$$\begin{aligned} Us = Um &= (\text{Tension max. del equipo}) \text{ (KV)} \\ Ubase &= TAE \cdot \left(\frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \right) \end{aligned} \quad (4.13)$$

Donde:

TAE: Tensión máxima del equipo o del sistema (placa de datos del equipo o en la IEC 60071-1 “tabla 2 o tabla 3 columna Um”)

b) Sobretensiones temporales a frecuencia industrial

Se calculan las siguientes sobretensiones y fallas:

- **Fallas a tierra.**

$$U_{rp_{FT}} = k \cdot U_s / \sqrt{3} \quad (4.14)$$

Donde:

k: Factor por falla a tierra

Para determinar el valor de “k” de forma general el valor es de 1,2 o de la figura que presenta la normativa IEC.

- **Rechazo de carga.**

$$U_{rp_{RC1}} = kd \cdot U_{base} / \sqrt{3} \rightarrow \text{Fase} - \text{Tierra} \quad (4.15)$$

$$U_{rp_{RC2}} = kd \cdot U_{base} \rightarrow \text{Fase} - \text{Fase}$$

Donde:

kd: Factor de deslastre

El valor de kd es basada en las siguientes recomendaciones de la IEC 60071, puede tomar valores de sistemas con líneas cortas 1,2 pu; En redes de muy alta tensión, con líneas largas 1,5 pu y en sistemas con motores o generadores en la parte desconectada 2,5 pu

De acuerdo a los cálculos realizados se procede determinar el valor máximo entre $U_{rp_{FT}}$ y $U_{rp_{RC1}}$ para obtener $U_{rp_{(p-e)}}$ y el otro valor es $U_{rp_{RC2}} = U_{rp_{(p-p)}}$, por lo tanto, las sobretensiones temporales a frecuencia industrial y son los siguientes:

$$U_{rp_{(p-e)}} \rightarrow \text{Fase} - \text{Tierra} \quad (4.16)$$

$$U_{rp_{(p-p)}} \rightarrow \text{Fase} - \text{Fase} \quad (4.17)$$

La norma IEC 60071 no considera los eventos de efecto ferranti y efecto de resonancia ferroresonancia porque estos valores no son tan críticos para el sistema por lo tanto no considerable.

c) Sobretensiones de frente lento o de maniobra.

- ✓ Energización y recierre.
- ✓ Inicio y despeje de fallas.
- ✓ Rechazo de carga.
- ✓ Conmutación de corrientes inductivas y capacitivas.

- ✓ Descargas atmosféricas tipo inducción.

Todos los eventos mencionados la IEC 60071, los agrupa en un solo análisis mediante la Figura 4.2:

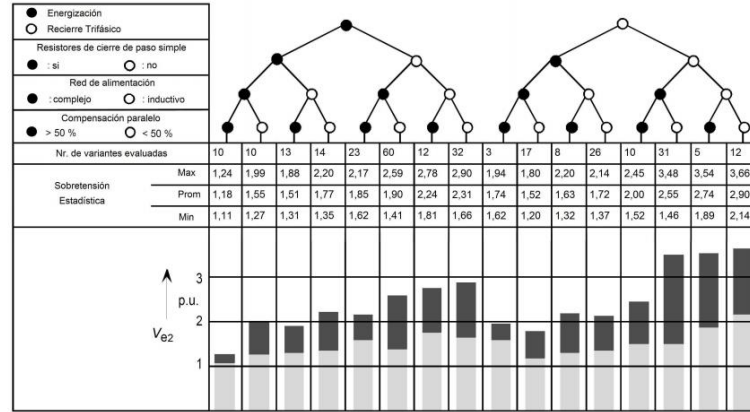


Figura 4.2. Guía para la selección de $V_{e2} = U_{e2}$ para sobretensiones de frente lento por eventos de energización y reenergización de líneas.

La Figura 4.2, establecida por la IEC 60071-1, menciona el procedimiento para determinar las sobretensiones representativas de frente lento V_{e2} , para ello se basa en los círculos blancos y negros e ir avanzando de acuerdo a los criterios técnicos y efectos que presente el sistema, que son los siguientes:

- Seleccionar si es una maniobra de energización o recierre.
- Interruptores de potencia con o sin resistencia de preinserción.
- La red de alimentación puede ser complejo o inductivo.
- Compensación en derivación reactiva en paralelo.

En este apartado se procederá a calcular las sobretensiones representativas de frente lento U_{e2} y Sobretensiones representativas de frente lento U_{p2} que especifica su procedimiento la normativa, posterior a ello con estos datos obtenidos hay que realizar el siguiente proceso de calcular los valores de truncamiento que se basa en el método fase-cresta como primer punto se tiene:

- ✓ (Extremo local - Cualquier equipo).

$$U_{et-L1} = (1.25 \cdot U_{e2-L1}(KV) - 0.25) \cdot \left(\frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \right) \cdot U_s \rightarrow \text{Fase - Tierra} \quad (4.18)$$

$$U_{pt-L2} = (1.25 \cdot U_{p2-L1}(KV) - 0.43) \cdot \left(\frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}}\right) \cdot U_s \rightarrow \text{Fase} - \text{Fase} \quad (4.19)$$

✓ (Extremo remoto – Entrada de línea)

$$U_{et-R1} = (1.25 \cdot U_{e2-R2}(KV) - 0.25) \cdot \left(\frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}}\right) \cdot U_s \rightarrow \text{Fase} - \text{Tierra} \quad (4.20)$$

$$U_{pt-R2} = (1.25 \cdot U_{p2-R2}(KV) - 0.43) \cdot \left(\frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}}\right) \cdot U_s \rightarrow \text{Fase} - \text{Fase} \quad (4.21)$$

Estos parámetros calculados se realizaron sin considerar los descargadores de sobretensión (pararrayos), por esta razón, se presenta un análisis específico de la normativa IEC 600099-4 y 600099-5, el cual tiene dos características importantes para su respectiva selección: Ups y Upl.

- Ups: Nivel de protección al impulso maniobra (0.5 KA onda 30/60 μs)
- Upl: Nivel de protección al impulso atmosférico (10 KA onda 8/20 μs)

Una vez ya establecidos correctamente los cálculos se procede a realizar un resumen donde se tiene la Tabla 4.2.

Tabla 4.2: Resumen de valores calculados de sobretensiones representativos de frente lento U_{rp} .

Sobretensiones	Fallas	Nivel de protección al impulso maniobra (Ups)	Sobretensión de maniobra: Valor de truncamiento	U_{rp}
Equipo Local	Fase-Tierra	Ups	$Max(U_{et-L1})$	← Mínimo U_{rpL1}
	Fase-Fase	$2 \cdot Ups$	$Max(U_{pt-L2})$	← Mínimo U_{rpL2}
Equipo Remoto	Fase-Tierra	Ups	$Max(U_{et-R1})$	← Mínimo U_{rpR1}
	Fase-Fase	$Max(U_{pt-R2})$	$Max(U_{pt-R2})$	← Mínimo U_{rpR2}

4.2.3.3. Tensiones soportadas de coordinación (Ucw)

Tabla 4.3: Determinación factor de coordinación determinista Kcd.

Kc para sobretensiones temporales		Ais. Autoregen.	1
Kcd para sobretensiones de frente lento		Relación	Kcd
Equipo Local	Fase-Tierra	Ups/U_{e2-L1}	
	Fase-Fase	$2 \cdot Ups/U_{p2-L1}$	
Equipo Remoto	Fase-Tierra	Ups/U_{e2-R2}	
	Fase-Fase	$2 \cdot Ups/U_{p2-R2}$	

El valor de Kcd que es la evaluación del factor de coordinación determinista representada en la IEC 60071-2, 1996 figura 6 pág. 74.

Determinación de las tensiones de coordinación (U_{cw}) será independientemente para cada caso, (Extremo remoto - Entrada de línea) y (Extremo local - Cualquier equipo), el valor de K_{cd} se obtendrá de la Tabla 4.3.

✓ (Extremo local - Cualquier equipo).

$$U_{cw_{L1}} = K_{cd} \cdot U_{rp_{L1}} \rightarrow \text{Fase} - \text{Tierra} \quad (4.22)$$

$$U_{cw_{L2}} = K_{cd} \cdot U_{rp_{L2}} \rightarrow \text{Fase} - \text{Fase} \quad (4.23)$$

✓ (Extremo remoto – Entrada de línea)

$$U_{cw_{R1}} = K_{cd} \cdot U_{rp_{R1}} \rightarrow \text{Fase} - \text{Tierra} \quad (4.24)$$

$$U_{cw_{R2}} = K_{cd} \cdot U_{rp_{R2}} \rightarrow \text{Fase} - \text{Fase} \quad (4.25)$$

d) Sobretensiones de frente rápido o tipo atmosférico.

- Descargas atmosféricas directas.

Se determina el aislamiento interno de todos los equipos mediante (4.26).

$$U_{cw_i} = U_{pl} + A/n \cdot L/L_{sp} + L_a \quad (4.26)$$

$$L_a = R_a/R_m \quad (4.27)$$

Donde:

U_{cw} : Tensión soportable de coordinación al impulso atmosférico

U_{pl} : Nivel de protección al impulso atmosférico del pararrayos.

A : Factor de comportamiento de la línea ante las descargas eléctricas

n : Número mínimo de las líneas conectadas a la subestación.

L : Separación equivalente entre el pararrayo más cercano y el equipo en consideración (Factor de comportamiento de la línea ante las descargas eléctricas. IEC 71-2 tabla F2 pág. 184).

L_{sp} : Longitud del vano promedio de las líneas.

L_a : Separación de línea área calculada a partir de una tasa de salida igual a una tasa de falla aceptable (4.27).

R_a : Tasa de falla aceptable por el equipo (0.0025 falla/año)

R_m : Tasa de falla por año del primer kilómetro de línea desde la subestación (0.01)

Separación equivalente entre el pararrayo más cercano y el equipo en consideración.

$$L = a_1 + a_2 + a_3 + a_4 \quad (4.28)$$

Donde:

- $a1$: Longitud del cable que conecta el pararrayos a la línea.
- $a2$: Longitud del cable que conecta el pararrayos a la tierra.
- $a3$: Longitud del conductor de fase entre pararrayos y el equipo protegido.
- $a4$: Longitud de la parte activa del pararrayos.
- Z_g : Impedancia de puesta a tierra.
- U : Sobrecarga de sobrevoltaje.

Como punto final es importante determinar el aislamiento externo representado en (4.29)

$$U_{cw_e} = 2 \cdot U_{pl} \quad (4.29)$$

4.2.3.4. Determinación de las tensiones de soportabilidad requerido (U_{rw})

Se obtiene considerando dos factores: de seguridad k_s y el factor de corrección atmosférica k_a

El factor de seguridad tendrá las siguientes equivalencias para aislamiento interno $k_{si} = 1.15$, y para aislamiento externo $k_{se} = 1.05$ y k_a será representado en (4.30).

$$k_a = e^{m(H/8150)} \quad (4.30)$$

Donde:

- $m = 1.0$ para los voltajes soportados de impulsos de rayos de coordinación
- $m = 1.0$ para tensiones tolerantes de frecuencia de potencia de corta duración de espacio libre y limpieza de aislantes.
- m : De acuerdo a la **Figura 4.3** , para la coordinación de las tensiones soportadas por impulsos de conmutación.
- H : Altura sobre el nivel del mar (m.s.n.m).

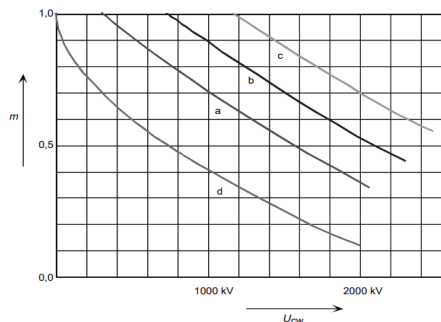


Figura 4.3: Dependencia del exponente m de la tensión soportada al impulso de conmutación de coordinación.

En la Figura 4.3, se observa U_{cw} que viene dado por (4.26) y (4.29), independientemente para cada caso, por otra parte se aprecia 4 líneas, donde: (a) aislamiento a fase- tierra, (b) aislamiento longitudinal, (c) aislamiento fase- fase, (d) espacio entre varilla y plano (espacio de referencia).

Una vez determinado los parámetros que se requieren para calcular las tensiones de soportabilidad requerido se aplican las siguientes ecuaciones (4.31) y (4.32).

$$\text{Aislamiento interno} \quad U_{rw} = U_{cw_i} \cdot k_{si} \quad (4.31)$$

$$\text{Aislamiento externo} \quad U_{rw} = U_{cw_e} \cdot k_{se} \cdot k_a \quad (4.32)$$

Tabla de resumen de los valores calculados

Tabla 4.4: Determinación de las tensiones de soportabilidad requerido (U_{rw}).

Aislamiento		Equipo	Ucw (KV)	Urw(KV)	
Sobretensiones	Fallas			Externo	Interno
Temporales	Fase-Tierra		$U_{rp(p-e)}$	$U_{rp(p-e)} \cdot k_{se} \cdot k_a$	$U_{rp(p-e)} \cdot k_{si}$
	Fase-Fase		$U_{rp(p-p)}$	$U_{rp(p-p)} \cdot k_{se} \cdot k_a$	$U_{rp(p-p)} \cdot k_{si}$
Frente Lento	Fase-Tierra	Entrada	$U_{cw_{R1}}$	$U_{cw_{R1}} \cdot k_{se} \cdot k_a$	$U_{cw_{R1}} \cdot k_{si}$
		Otros	$U_{cw_{L1}}$	$U_{cw_{L1}} \cdot k_{se} \cdot k_a$	$U_{cw_{L1}} \cdot k_{si}$
	Fase-Fase	Entrada	$U_{cw_{R2}}$	$U_{cw_{R2}} \cdot k_{se} \cdot k_a$	$U_{cw_{R2}} \cdot k_{si}$
		Otros	$U_{cw_{L2}}$	$U_{cw_{L2}} \cdot k_{se} \cdot k_a$	$U_{cw_{L2}} \cdot k_{si}$
Frente Rápido	Fase-Tierra			$U_{cw_e} \cdot k_{se} \cdot k_a$	$U_{cw_i} \cdot k_{si}$
	Fase-Fase			$U_{cw_e} \cdot k_{se} \cdot k_a$	$U_{cw_i} \cdot k_{si}$

4.2.3.5. Nivel de aislamiento normalizado o asignado: Conjunto de las tensiones soportadas requeridas estándar (U_w).

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: – fase-tierra – fase-fase – aisladores limpios, bajo lluvia	$0,6 + U_{rw}/8\ 500$ $0,6 + U_{rw}/12\ 700$ 0,6	$1,05 + U_{rw}/6\ 000$ $1,05 + U_{rw}/9\ 000$ 1,3
Aislamiento interno – GIS – aislamiento sumergido en un líquido – aislamiento sólido	0,7 0,5 0,5	1,25 1,10 1,00

NOTA – U_w 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.

U_{rw} : Es la tensión de soportabilidad para el impulso de maniobra.

Figura 4.4. Conversión de tensiones de soportabilidad normalizado (rango $1KV \leq U_s \leq 245KV$)

Tabla 4.5: Resumen de conversión de tensiones de soportabilidad normalizado.

Aislamiento	Tensión	Equipo	Soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial SDW (KV)	Soportabilidad al impulso tipo rayo LIW (KV)
Interno	Fase-Tierra	Entrada	N/A	N/A
		Otros	(Figura 4.4) · Urw	(Figura 4.4) · Urw
	Fase-Fase	Entrada	N/A	N/A
		Otros	(Figura 4.4) · Urw	(Figura 4.4) · Urw
Externo	Fase-Tierra	Entrada	(Figura 4.4) · Urw	(Figura 4.4) · Urw
		Otros		
	Fase-Fase	Entrada	(Figura 4.4) · Urw	(Figura 4.4) · Urw
		Otros		

Tabla 4.6: Resumen de los valores de soportabilidad requeridos.

kVrms para frecuencia industrial kVpico para impulsos de maniobra y rayo		Aislamiento			
		Externo		Interno	
		No convertido Urw(s)	convertido Urw(c)	No convertido Urw(s)	convertido Urw(c)
Soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial.	Fase-Tierra				
	Fase-Fase				
Impulsos tipo maniobra convertidos en tensiones soportadas asignadas a frecuencia industrial.	Fase-Tierra		máximo		
	Fase-Fase		máximo		
Impulsos tipo maniobra convertidos en tensiones soportadas asignadas tipo rayo.	Fase-Tierra		máximo		
	Fase-Fase		máximo		
Impulso tipo rayo.					

Finalizando la coordinación de aislamiento todo el procedimiento se ha realizado en el software Excel determinando los siguientes valores que serán para el impulso tipo maniobra (SIL) y el impulso tipo rayo (BIL) que presentará el sistema. Una vez establecidos los datos de la Tabla 4.6 se procede a verificar con las tablas 2 y 3 de la norma IEC 60071-1, para obtener los valores normalizados que trabajará el sistema o el equipo.

Anexo M. Diagrama de flujo coordinación de aislamiento IEC 60071.

4.2.4. Apantallamiento

Según [21] es el conjunto de elementos o equipos que se encuentran conectados eléctricamente y tiene como objetivo principal, interceptar toda descarga atmosférica (rayos) apartándola de conductores, personas y equipo en general que se encuentran en la subestación, y así protegerlos de los daños provocados por dichas descargas.

La naturaleza de una descarga es desconocida, ya que no se puede predecir el lugar exacto de su caída, simplemente dentro de su trayectoria este impactará el objeto más cercano, por lo cual, dicha suposición, es la base para diseñar el apantallamiento que ofrecerá protección a todo el equipo y personal que se encuentre dentro de la subestación.

Normalmente debe estar sólidamente conectado al sistema de puesta a tierra de la subestación todo el equipo que compone el sistema de apantallamiento, con el fin de evitar diferencias de potencial con los demás componentes de la subestación que se hallan en conexión con el sistema de puesta a tierra.

4.2.4.1. Tipos de dispositivos para apantallamiento

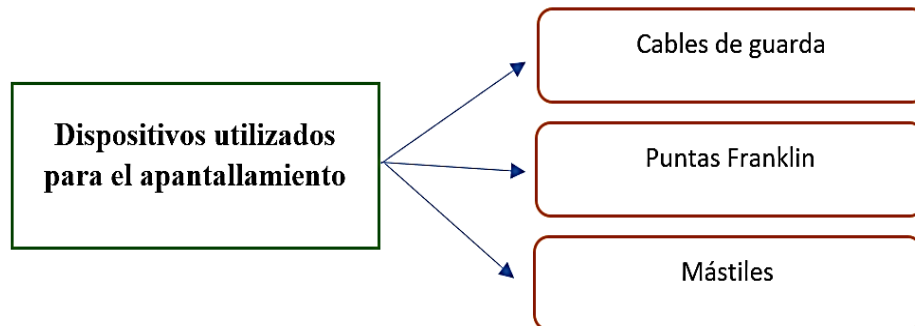
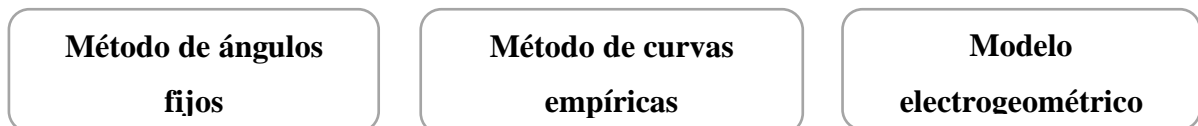


Figura 4.5: Clasificación de dispositivos para apantallamiento.

4.2.4.2. Métodos de diseño de apantallamiento

Existen métodos que han sido utilizados históricamente para el diseño del sistema de apantallamiento, con la finalidad de proteger las subestaciones contra las descargas directas, y con los cuales generalmente se obtiene un nivel aceptable de protección.



- **Riesgo de falla del apantallamiento**

El número de años de los que se espera no ocurra una falla se define como el riesgo de falla del apantallamiento. Una práctica usual para diseñar apantallamientos en subestaciones es la de escoger de 100 años/falla. Resulta confiable sin incidir apreciablemente en la economía.

Para evaluar el riesgo de falla del apantallamiento de una subestación:

- Debe tener la altura del cable de guarda o mástil (h), para estimar las relaciones S/h y d_e/h , con estas relaciones el nivel de exposición sea igual o menor al nivel de exposición asignado.
- Se calcula la densidad de rayos a tierra GFD en el sitio de la subestación mediante la expresión (4.33)

$$GFD = 0,12 \cdot N_i \quad (4.33)$$

Donde:

GFD: Densidad de rayos a tierra.

N_i : Nivel cerámico.

- Se calcula el número de descargas en el área de la subestación empleando la siguiente ecuación (4.34).

$$N_s = GFD \cdot A/1000^2 \quad (\text{descargas/año}) \quad (4.34)$$

Donde:

N_s : Número de descargas en el área, descargas/año.

GFD: Densidad de rayos a tierra, descargas/año/km².

A: Área de la subestación m².

- Luego se calcula el número de descargas por año que penetran el apantallamiento SP, empleando (4.35).

$$SP = N_s \cdot P_e \quad (\text{descargas/año}) \quad (4.35)$$

Donde:

SP: Número de descargas por año que penetran el apantallamiento.

P_e : Nivel de exposición seleccionado en el diseño.

Se calcula el número de años en el que una descarga penetra el apantallamiento de la subestación N_f , empleando la siguiente ecuación (4.36)

$$N_f = \frac{1}{SP} \quad (\text{años/descarga}) \quad (4.36)$$

4.2.4.3. Modelo electrogeométrico

A diferencia de los métodos anteriores, el modelo electrogeométrico (EMG) es un modelo matemático de aplicación a las descargas negativas descendentes, basado en la propagación de una descarga que desciende en línea recta desde la nube hasta el suelo. El modelo fue desarrollado con la finalidad de determinar la efectividad de los apantallamientos, pretendiendo que el equipo o personal a ser protegido sean menos atractivos a las descargas, que los elementos que conforman el sistema de apantallamiento.

Es necesario para su correcto funcionamiento, determinar la distancia de descarga (S_m) del rayo a un objeto, dicha distancia es la que determina la posición de la estructura que conforma el apantallamiento con respecto al objeto a proteger, y se debe tomar en cuenta la altura de cada uno con respecto al suelo.

- **Descripción del modelo EMG**

Este método permite seleccionar la altura efectiva del apantallamiento teniendo ya definida la altura de los pórticos y las alturas de los vanos y barrajes dentro de la subestación.

- **Distancia de descarga crítica**

La distancia de descarga crítica (S_m) es la distancia de impacto de un rayo sobre la cual la descarga atmosférica es atraída para impactar un objeto, y corresponde al último paso del líder de la descarga atmosférica para la corriente crítica. La distancia de descarga crítica se expresa en función de la corriente crítica de flameo I_c , de acuerdo a (4.37):

$$S_m = 8 \cdot K \cdot I_c^{0,65} \quad (m) \quad (4.37)$$

Donde:

I_c : Corriente crítica de flameo, KA.

K : Coeficiente que tiene en cuenta las diferentes distancias de descarga:

- 1,0 para cables de guarda.
- 1,2 para mástiles y punta pararrayos.

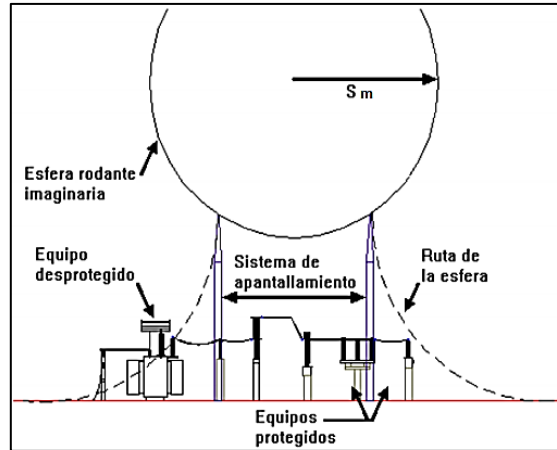


Figura 4.6. Esfera con radio igual a la distancia de descarga [21]

- **Corriente crítica de flameo**

Es necesario calcular la corriente crítica de flameo I_c , debido a que, una vez impactado el objeto por la descarga atmosférica, la magnitud del valor de la corriente puede incrementarse, de tal manera que ocasiona una sobretensión peligrosa y por consiguiente puede ser dañina para el aislamiento pudiendo ocasionar flameo en el objeto impactado, la corriente crítica de flameo se mide en kiloamperios (KA). En pocas palabras la corriente crítica I_c es aquella que ocasiona una sobretensión peligrosa para el aislamiento, está viene dada por la expresión:

$$I_c = \frac{2,2 \cdot BIL}{Z_0} \quad (KA) \quad (4.38)$$

O por:

$$I_c = \frac{2,086 \cdot CFO}{Z_0} \quad (KA) \quad (4.39)$$

Donde:

Z_0 : Impedancia característica del barraje a proteger, Ω

BIL : Tensión soportada al impulso tipo atmosférico del aislamiento del equipo, KV

CFO : Tensión crítica de flameo de los aisladores, KV

La ecuación (4.38) es utilizada cuando el apantallamiento protege un barraje soportado por aisladores de poste o equipos. El valor del BIL será determinado para la instalación según los estudios de coordinación de aislamiento.

La ecuación (4.39) es empleado cuando el apantallamiento protege un barraje soportado por cadenas de platos de aisladores. El valor de CFO puede ser estimado por la siguiente formula:

$$CFO = 0,94 \cdot 585 \cdot w \quad (KV) \quad (4.40)$$

Donde:

CFO: Tensión crítica de flameo inverso de los aisladores y explosores (cuernos), KV

w: Longitud de la cadena de aisladores, m.

- **Impedancia característica**

La impedancia característica Z_0 , es uno de los parámetros importantes en el diseño del sistema de apantallamiento, debido a que la corriente crítica de flameo es inversamente proporcional al valor de la misma. La impedancia característica en el apantallamiento se mide en ohmios Ω y depende de la altura promedio del conductor h_{av} , el radio del cable r , así como el radio corona R_c . La ecuación que representa la impedancia característica en el sistema de apantallamiento es la siguiente:

$$Z_0 = 60 \cdot \sqrt{\ln \frac{2 \cdot h_{av}}{R_c} \ln \frac{2 \cdot h_{av}}{r}} \quad (\Omega) \quad (4.41)$$

Donde:

h_{av} : Altura promedio del conductor, m.

r : radio del cable (fases conformadas por un solo conductor) o R_0 para un haz de conductores, según el caso, m.

R_c : radio corona (R_c si es un conductor simple o R_c' si se trata de un haz), m.

- **Altura promedio**

La altura promedio de los cables de fase h_{av} se calcula como:

$$h_{av} = \frac{1}{3} \cdot h_{max} + \frac{2}{3} \cdot h_{min} \quad (m) \quad (4.42)$$

Donde:

h_{max} : Altura de conexión del cable de fase, m.

h_{min} : Altura en la mitad del vano, m.

Cuando h_{\min} no se conoce, puede calcularse empleando la expresión (4.43)

$$h_{\min} = h_{\max} - \omega L \quad (m) \quad (4.43)$$

Donde:

L: Longitud del vano, m.

ω : Constante que relaciona la flecha máxima Y_c con la longitud del vano L ; usualmente entre 0,02 y 0,06.

- **Radio corona**

De acuerdo a lo establecido en la norma internacional IEEE Std. 998-1996 (revisión 2002), la ecuación que describe el radio corona para un solo conductor por fase (calculado en metros).

En el caso de un solo conductor por fase, el radio corona se calcula mediante la ecuación:

$$R_c \cdot \ln\left(\frac{2 \cdot h_{va}}{R_c}\right) - \frac{V_c}{E_0} = 0 \quad (4.44)$$

Donde:

R_c : Radio corona, m

h_{va} : Altura promedio del conductor, m.

E_0 : Gradiente de corona limite, se toma como valor 1500 KV/m.

V_c : Máxima tensión soportada por el aislamiento de los aisladores para una onda de impulso con polaridad negativa con un frente de onda de 6 microsegundos, KV.

En el caso de un haz de conductores por fase el radio corona se calcula como:

$$R_c' = R_0 + R_c \quad (m) \quad (4.45)$$

Donde:

R_c : Radio corona para un solo conductor, m.

R_0 : Radio del haz de conductores, m.

Para haz de dos conductores

$$R_0 = \sqrt{r \cdot l} \quad (m) \quad (4.46)$$

Para haz de cuatro conductores

$$R_0 = \sqrt[4]{\sqrt{2} \cdot r \cdot l^3} \quad (m) \quad (4.47)$$

Donde:

r : Radio del su conductor, m

l : Distancia entre dos subconductores adyacentes en metros.

4.2.5. Malla a tierra:

La malla a tierra, brinda protección a las personas y a los equipos en la subestación, según [16], los cuales pueden quedar expuestos a tensiones peligrosas cuando ocurren fallas a tierra en la instalación, las cuales dependen básicamente de dos factores: corriente de falla a tierra y la resistencia de puesta a tierra de la malla. El primero depende del sistema de potencia conectado a la subestación, y el segundo depende de factores como la resistividad del suelo y el tamaño del conductor de malla., entre otros.

Tensiones de Toque y de Paso: Como se muestra en la figura 2.26, los individuos se encuentran expuestos a tensiones peligrosas como son las tensiones de toque estas tensiones máximas permisibles se determinan teniendo en cuenta las corrientes máximas permitidas por el cuerpo humano y el circuito equivalente que forma el cuerpo cuando está de pie o toca un objeto [16].

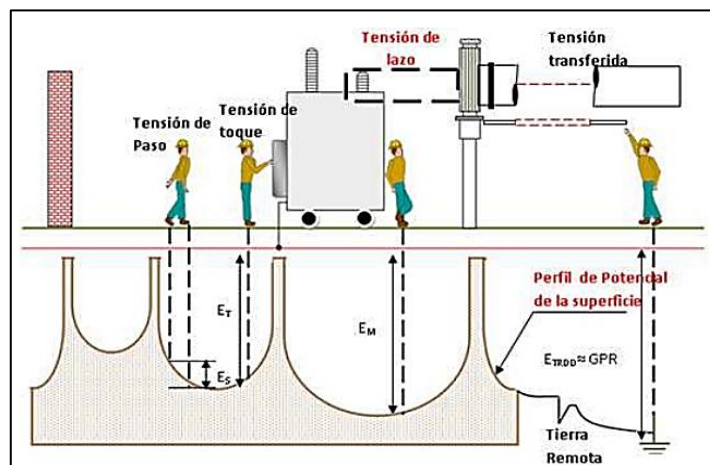


Figura 2.26: Tensiones de toque, lazos y transferencia en una subestación [16] .

Los tipos de conexiones y diseño en cuanto al sistema de puesta a tierra, [16] se basa en las normativas dando a conocerlo siguiente:

- **Los tipos de conexión para un SPT:** se lo realizan mediante uniones y los más utilizados son: la soldadura exotérmica, los conectores a presión y las abrazaderas, todos los métodos se deben regir a la normativa IEEE Std 837 (1989).

a) Diseño de los Sistemas de Puesta a Tierra: La norma IEEE Std 80, supone que el diseño de puesta a tierra corresponde a una malla horizontal de conductores enterrados, con un número de varillas verticales conectadas a la malla por lo tanto se debe considerar como guía a dicha norma.

1. Con el diseño preliminar de la subestación, se determina el área de cubrimiento de la malla (A). Además, se define la resistividad del suelo (ρ) por medio de la ecuación (2.1) y el modelo del suelo a utilizar:

$$\rho = \frac{4 \cdot \pi \cdot a \cdot R}{1 + \frac{2 \cdot a}{\sqrt{a^2 + 4 \cdot b^2}} - \frac{a}{\sqrt{a^2 + b^2}}} \quad (4.48)$$

2. Se determina el tamaño del conductor mediante (2.2), teniendo en cuenta la estimación de corriente de falla $3I_0$, el cual es la máxima corriente que puede conducir un conductor del SPT y el tiempo máximo de interrupción (t_c).

$$E_{t-70} = (1000 + 1.5 \cdot C_s \cdot \rho_s) \cdot \frac{0.157}{\sqrt{t_s}}, V \quad (4.49)$$

3. Se determina las tensión de paso y de toque, con las ecuaciones (4.49) y (4.50)
4. Se debe agregar en el diseño preliminar un conductor alrededor de la periferia del área y conductores paralelos para brindar acceso a la conexión de equipos.
5. Se calcula la resistencia de la malla, por medio del método simplificado de la norma IEEE Std 80, expresado en (4.50)

$$R_G = \frac{\rho}{4} \sqrt{\frac{\pi}{A}} + \frac{\rho}{L} \quad (4.50)$$

Para profundidades de la malla entre 0.25 metros y 2.5 metros, se utiliza (4.51) que incluye una corrección de la profundidad, que resulta de la fórmula de Sverak.

$$R_G = p \left[\frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20 \cdot A}} \left(1 + \frac{1}{1 + h \sqrt{20/A}} \right) \right] \quad (4.51)$$

En un sistema combinado donde se utilizan electrodos horizontales (malla) y verticales (Varillas) se utiliza la ecuación (4.52) de Schwarz.

$$R_g = \frac{R_1 \cdot R_2 - R_{12}^2}{R_1 + R_2 - 2 \cdot R_{12}} \quad (4.52)$$

$$R_1 = \frac{p}{\pi \cdot L_c} \left[\ln \left(\frac{2 \cdot L_c}{a} \right) + K_1 \frac{L_c}{\sqrt{A}} - K_2 \right] \quad (4.53)$$

$$R_2 = \frac{p}{\pi \cdot n \cdot L_r} \left[\ln \left(\frac{4 \cdot L_r}{b} \right) - 1 + \frac{2k_1 \cdot L_r}{\sqrt{A}} \cdot (\sqrt{n} - 1)^2 \right] \quad (4.54)$$

$$R_{12} = \frac{p}{\pi \cdot L_c} \left[\ln \left(\frac{2 \cdot L_c}{L_r} \right) + \frac{K_1 \cdot L_c}{\sqrt{A}} - K_2 + 1 \right] \quad (4.55)$$

6. Luego se calcula la corriente I_G .
7. Se calcula el $GPR = I_G \cdot R_G$, si su valor es menor a la tensión de toque no se requiere de un análisis más detallado.
8. Se calcula las tensiones de retícula (E_m) o de lazo y de paso (E_s) de la malla por medio de las ecuaciones (4.56) y (4.57)

$$E_m = \frac{p \cdot I_G \cdot k_m \cdot k_i}{L_M} \quad (4.56)$$

$$E_s = \frac{p \cdot I_G \cdot k_s \cdot k_i}{L_S} \quad (4.57)$$

9. Si la tensión de paso es menor que la tensión de toque, se continúa con el siguiente con el paso 10; si no, se requiere la revisión del diseño de la malla, paso 11. 10. si la tensión de paso es menor que la tensión tolerable correspondiente, se continúa al paso 12; si no, se revisa el diseño preliminar.

10. En el caso que cualquiera de las tensiones tolerables se excede, se revisa el diseño, el cual incluye estudiar aspectos como: menor espaciado de conductores, un mayor número de varillas, etc.
11. Luego de que se cumplan con las tensiones tolerables de toque y de paso, el diseño de complementa adicionando conductores para la puesta a tierra de los equipos y otros detalles [16].

4.3. INSTRUMENTOS

Para iniciar el dimensionamiento de los equipos de patio que conforma una subestación, se debe realizar un análisis exhaustivo del estudio de cortocircuito, ya que, es un factor de suma importancia para seleccionar el equipo primario de las subestaciones antes de adquirirlos, por lo cual, mediante el uso de la herramienta computacional ETAP 12.6.0, se puede hacer una simulación del comportamiento del sistema que conformará la subestación, con los valores que arroje el software, se seleccionará la corriente máxima de cortocircuito, la corriente de cortocircuito a (1/2 ciclo) . Otro punto importante que se realizará en la simulación, es el análisis de flujos de potencia, donde permitirá obtener los parámetros de potencia óptimo del sistema, esto nos permite crear diversos eventos en cuanto al crecimiento de la carga, como resultado se obtendrá el valor de la potencia nominal del transformador, misma que se puede ir regulando el cambiador de taps de ser necesario, para que el sistema funcione correctamente.

Como próximo paso a realizar, se procede al estudio de coordinación de aislamiento, que se desarrollará mediante el software Microsoft Excel, haciendo referencia a un análisis de la norma IEC 60071. El cual servirá como instrumento para determinar específicamente, la tensión máxima del sistema y del equipo, la tensión de sostenimiento a frecuencia industrial a 1 min que será el valor del SIL, y la tensión de sostenimiento al impulso tipo rayo 1,2/50 us que es conocida como el BIL, entre otros factores. Estos parámetros obtenidos serán de gran importancia para especificar las características técnicas de cada equipo.

Para conseguir el objetivo del tema plantado, se utilizará la herramienta informática MATLAB con su interfaz gráfica GUI, el cual, presentará las características técnicas de cada equipo primario de la subestación, es ahí donde se ingresarán los datos y estudios obtenidos con el uso instrumentos mencionados anteriormente.

4.3.1. Normas para el dimensionamiento de elementos primarios de subestaciones eléctricas.

Referencia normativa para el diseño: Para las metodologías y el diseño de la elaboración de subestaciones, se considera la utilización de las normas establecidas por CELEC EP TRANSELECTRIC, las aplicables en la IEEE y ANSI, en este apartado se hará un énfasis a las recomendaciones establecidas por IEC más relevantes en el área de subestaciones en especial los equipos de patio [3].

Tabla 4.7: Políticas y procedimientos para el diseño de subestaciones [3].

IEC 60038	Tensiones Asignadas
IEC 60044	Transformadores de instrumentos
IEC 60076	Transformadores de potencia
IEC 60099	Descargadores de sobretensiones.
IEC 60120	Aisladores de suspensión (también IEC 60305, 60372, 60383, 60672)
IEC 60168	Aisladores de poste (también IEC 60273)
IEC 60694	Selección de aisladores con respecto a condiciones contaminadas
IEC 60865	Cálculo de corriente y cortocircuito
IEC 60059	Clasificación de corrientes normalizas.
IEC 61089	Conductores
IEC 61109	Aisladores compuestos
IEC 60815	Selección y dimensionamiento de aisladores de alta tensión destinados a su uso en condiciones de contaminación
IEC 62271-100	Interruptores
IEC 62271-102	Seccionadores

4.3.2. Datos de entrada y salida de los equipos primarios de la subestación

4.3.2.1. Transformador de potencia

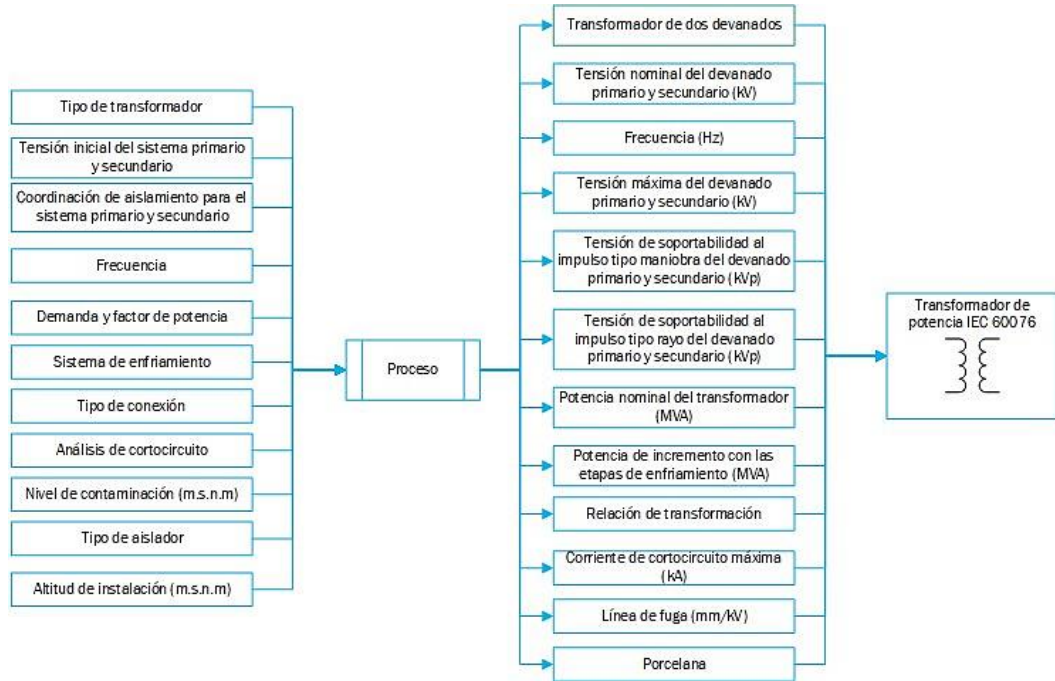


Figura 4.7: Datos de entrada y salida para el dimensionamiento del transformador de potencia.

4.3.2.2. Transformador de corriente (TC).

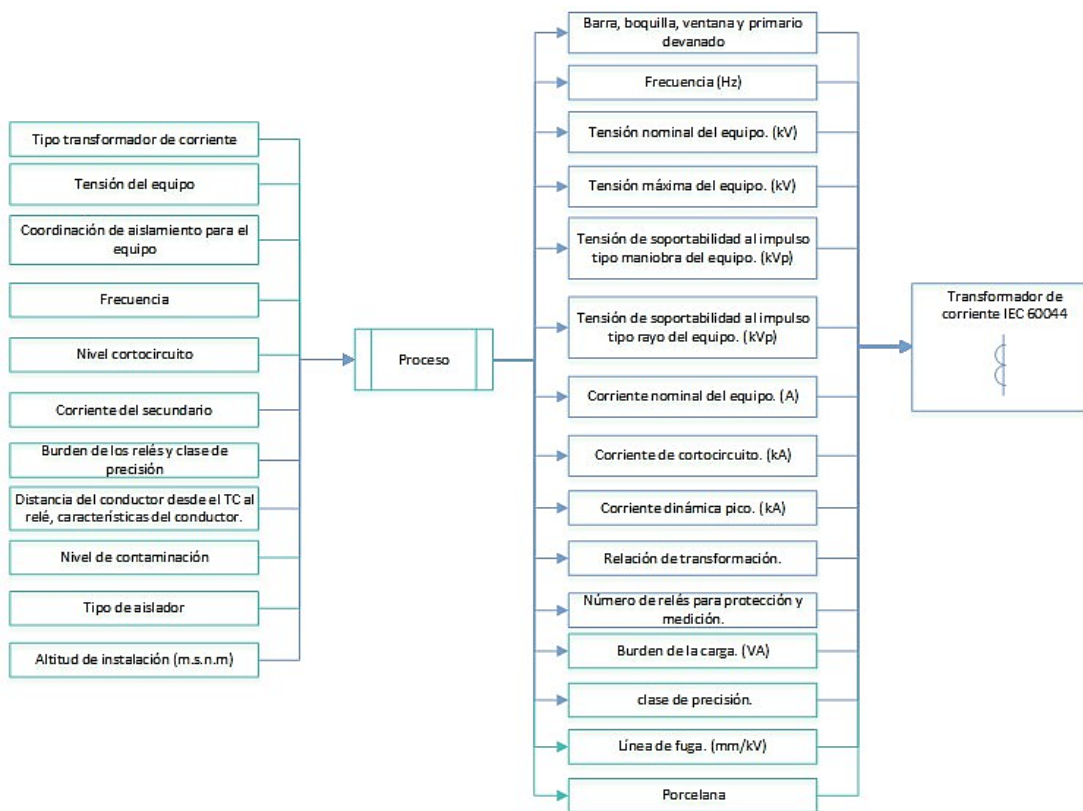


Figura 4.8: Datos de entrada y salida para el transformador de corriente.

4.3.2.3. Transformador de potencial (TP).

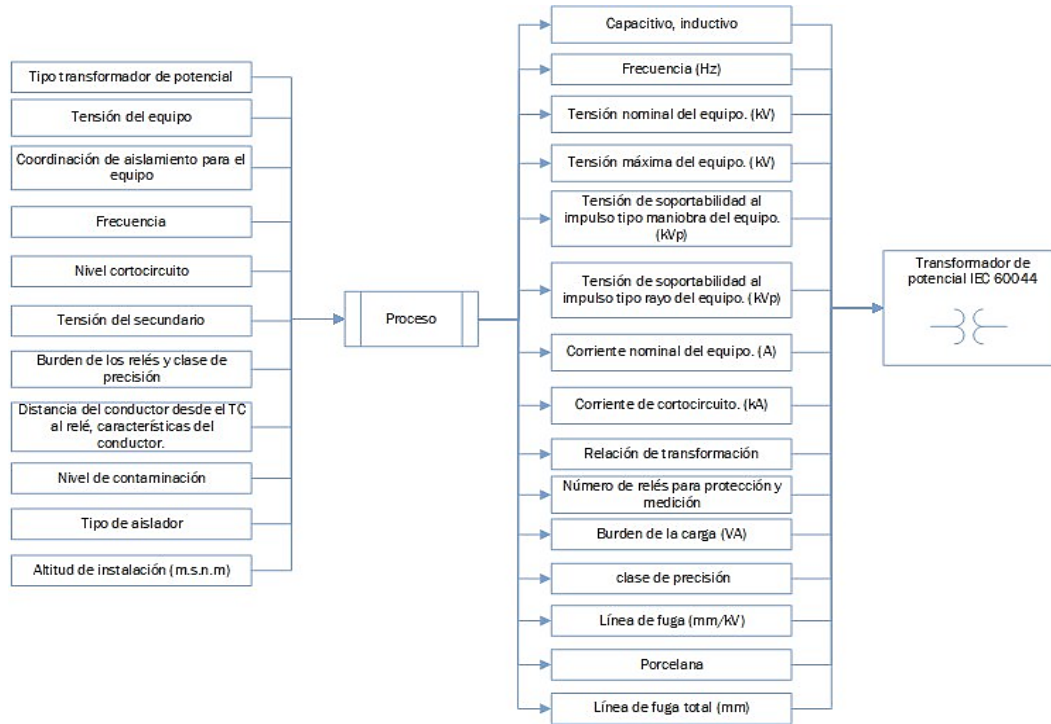


Figura 4.9: Datos de entrada y salida del dimensionamiento del transformador de potencial.

4.3.2.4. Descargador de sobretensión

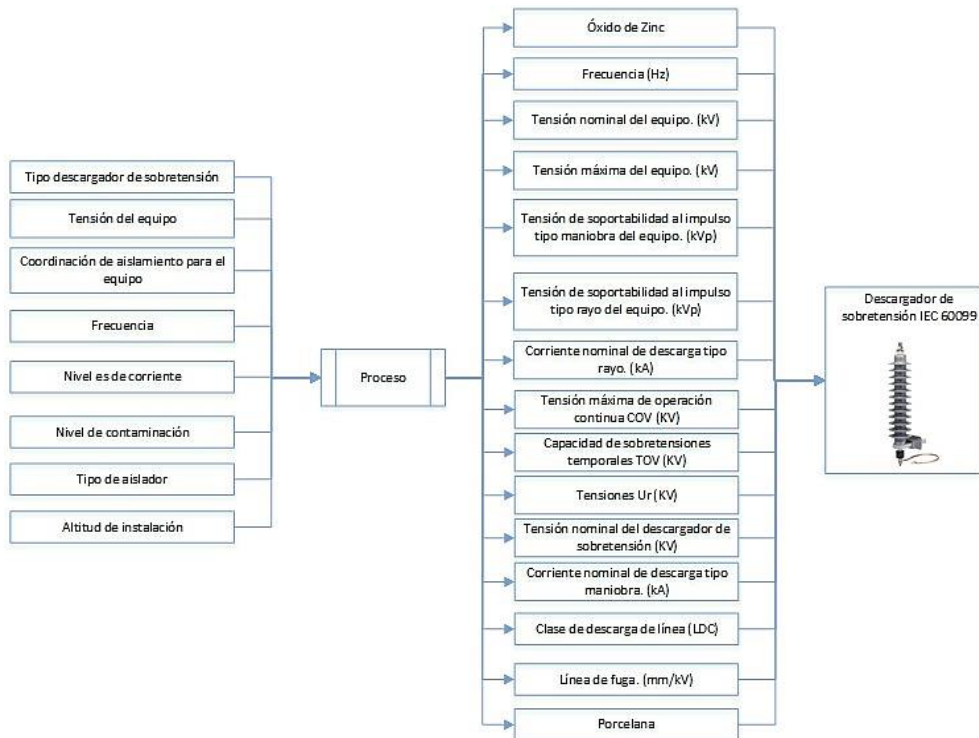


Figura 4.10: Datos de entrada y salida para el dimensionamiento del descargador de sobretensión.

4.3.2.5. Interruptor de potencia

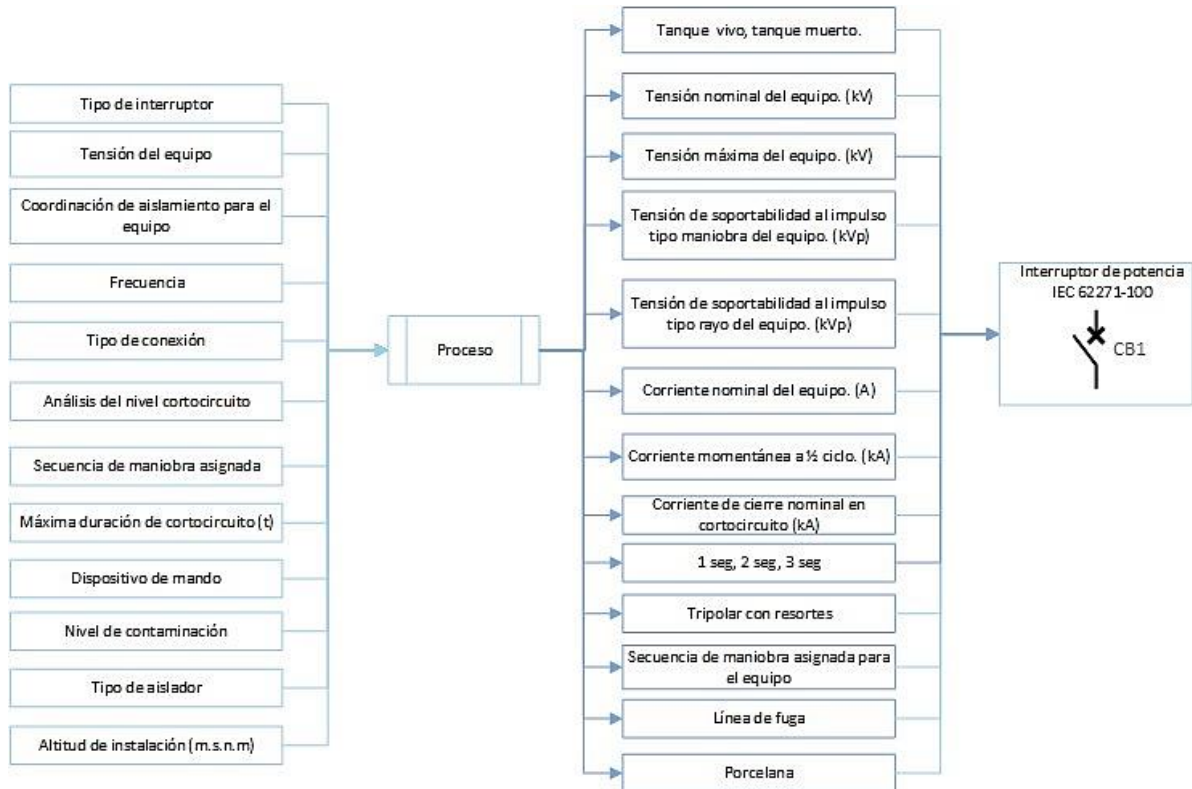


Figura 4.11: Datos de entrada y salida del dimensionamiento del interruptor de potencia.

4.3.2.6. Seccionador de potencia

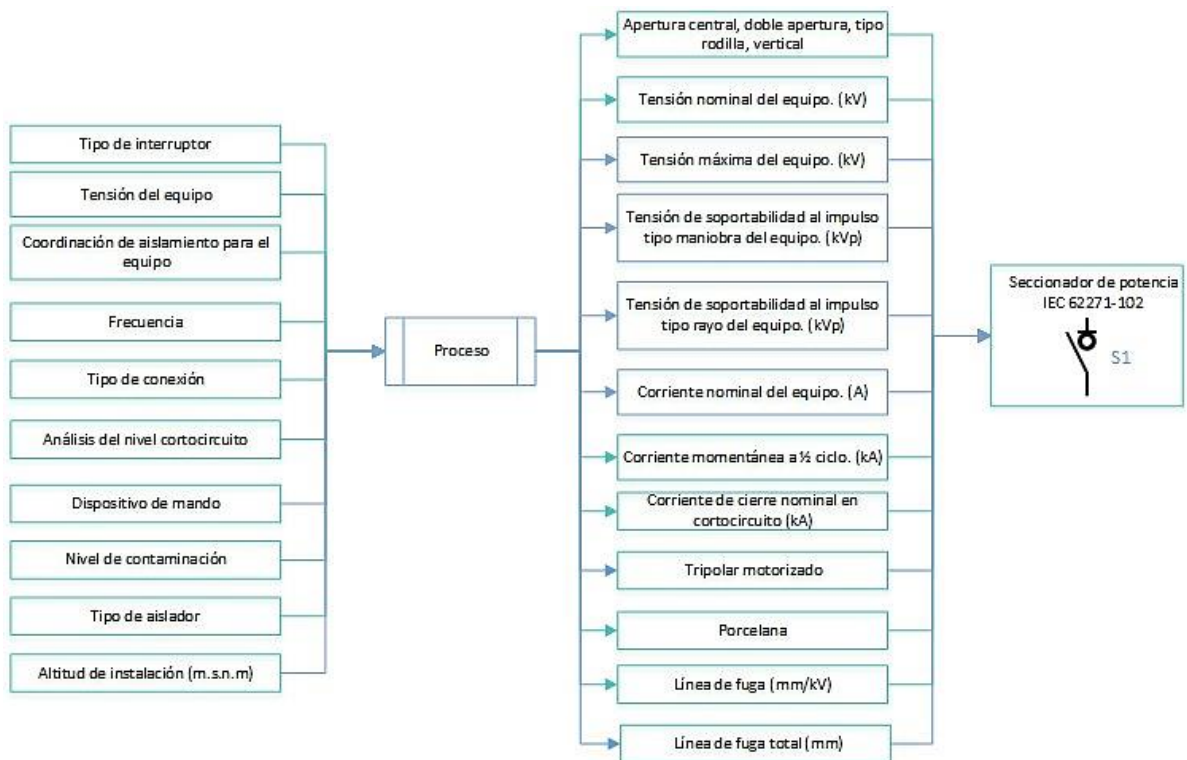


Figura 4.12: Datos de entrada y salida del dimensionamiento del seccionador de potencia.

4.3.3. Distancias mínimas en el aire y distancias de seguridad (AIS)

Distancias para el dimensionamiento de la subestación: El dimensionamiento de una subestación con una configuración específica, disposición física y nivel de voltaje depende básicamente de las siguientes condiciones: ancho de barras, ancho de campo, altura de campo, largo de campo, que son aplicaciones directas de las distancias mínimas de seguridad y otros factores como la estética y la facilidad de mantenimiento, además de otros factores como estética y facilidades de mantenimiento.

- **Ancho de barras:** Las barras de una subestación eléctrica pueden ser de tipo rígido o flexible, y mediante esto se determina la distancia. Para barras tipo rígido se utiliza la distancia mínima de fase a fase en el aire entre los conductores, además, se sabe que los factores de seguridad son del 5 y 10 por ciento en las fases exteriores de la barra se conservan la distancia mínima de fase a tierra con cualquier objeto alrededor de esta, en el caso que exista un barraje adyacente entre las fases se conserva la distancia fase-fase y se aumenta en un 25 por ciento según la norma IEC, ver figura 2.33.

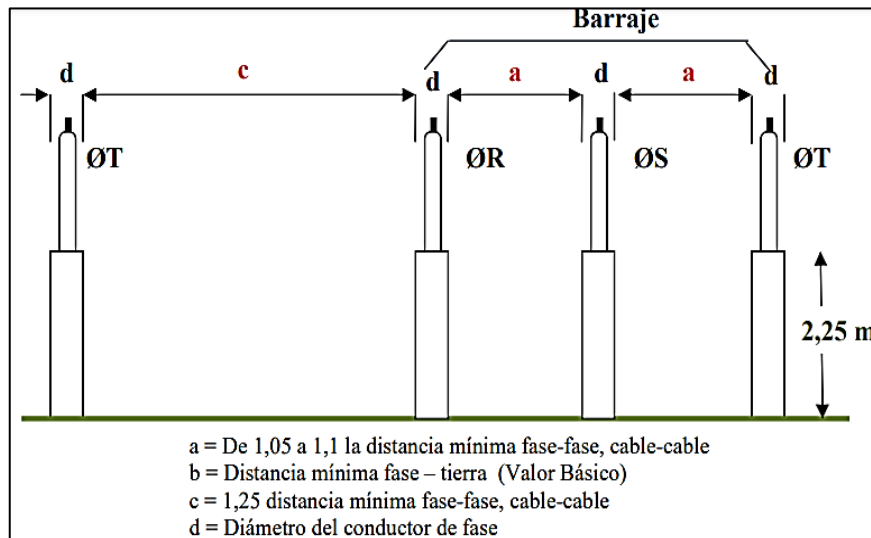


Figura 4.13: Ancho de barras – barras rígidas [16].

En cuanto a las barras tipo flexible es necesario el desplazamiento horizontal durante cortocircuitos para razones de diseño se determina el rango de movimiento del conductor Y_k , el cual está en función de la flecha máxima estática Y_0 , y así determinar la separación entre fases (a_{Min}) como se muestra en la (4.58).

$$a = a_{min} + 2Y_k, \quad (m) \quad (4.58)$$

Donde:

$$Y_k = 0,7713 \cdot Y_0, \quad (\text{m}) \quad (4.59)$$

Adicional a eso se puede diseñar los barrajes con una flecha máxima del 3% del vano, L , logrando representar la separación entre fases como se muestra en (4.60):

$$a = a_{\text{min}} + 2 \cdot L, \quad (\text{m}) \quad (4.60)$$

En los barrajes soportados por cadenas de aisladores, la desviación de los conductores también puede ser considerada. Se debe tener en cuenta el paso inferior por los pórticos intermedios, tal como se muestra en la Figura 4.14. Es necesario tener en cuenta la longitud, el área equivalente y la velocidad máxima, con el fin de calcular el ángulo de deflexión de las cadenas de aisladores. Es normal utilizar ángulos de 15 grados, para el cálculo del ancho de barras.

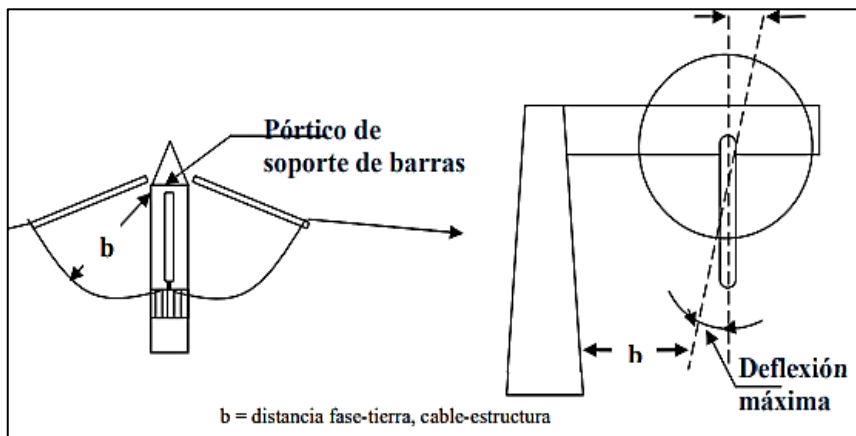


Figura 4.14: Efecto de deflexión de aisladores [16].

- **Ancho De Campo:** Se designa ancho de campo a la distancia entre los ejes de las columnas que forman el pórtico de entrada de líneas y está determinado por la configuración de la subestación, las dimensiones de los equipos y de los barrajes utilizados [16].
 - Templas o barrajes superiores a lo largo del campo, cuya separación entre fases se calcula mediante la ecuación (4.58) o (4.60).
 - Dimensionamiento de los equipos como se muestra en la Figura 4.15.

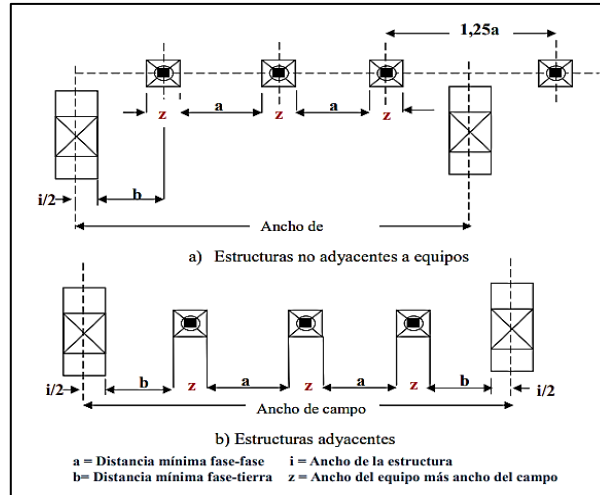


Figura 4.15: Ancho de campo determinado por los equipos [16].

Cuando se tienen seccionadores de apertura central, es necesario tener en cuenta cuando se encuentran en posición abierta, ya que sus cuchillas permanecen energizadas, ver Figura 4.16.

Se recomienda utilizar aisladores tipo poste en los puentes de soporte de barras para reducir el ancho del campo, seccionadores de apertura vertical o rotación central, además no utilizar seccionadores adyacentes a estructuras y pórticos, evitar pórticos interiores o intermedios, entre otros.

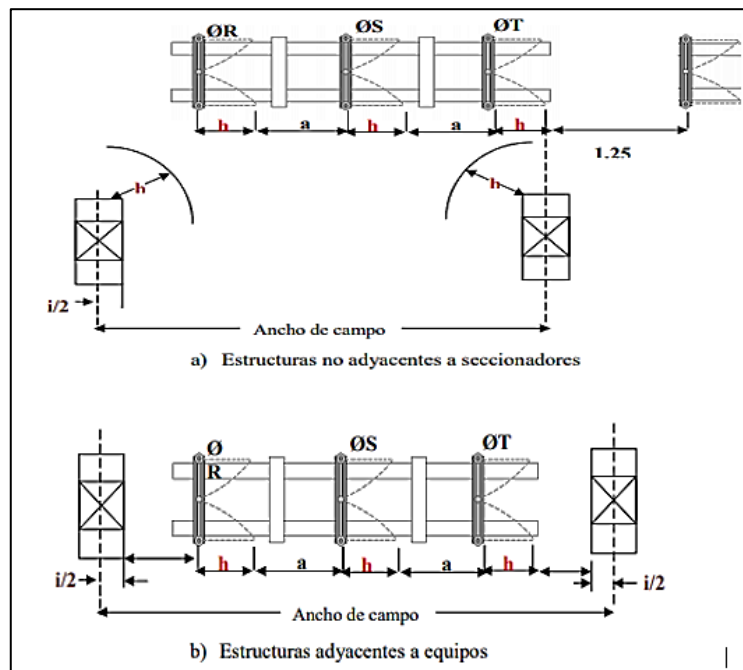


Figura 4.16: Ancho de campo con seccionadores de apertura central [16].

- **Altura de campo:** El tipo de conductor y los niveles de conexión que requiera la subestación, están directamente dadas por la altura de los pórticos de un campo.
 - Nivel 1, La altura está determinada por las distancias de seguridad descritas anteriormente, las cuales están conformados por la conexión entre los equipos.
 - Nivel 2, Está compuesta por barras, y su altura debe ser mayor que el nivel del equipo en distancia, y al menos igual a la distancia mínima fase-fase cable-cable, cuando se utilizan seccionadores pantógrafos, estas son las alturas de las barras Figura 4.17.

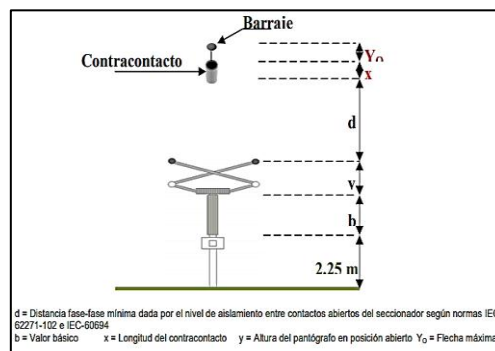


Figura 4.17: Altura de barras con seccionador tipo pantógrafo [16].

- Nivel 3, está conformado por templas superiores cuya altura debe ser mayor que la barra, como mínimo, en la distancia, cable a cable, fase a fase, aumentada en la flecha máxima de la templa; teniendo en cuenta los bajantes de las templas superiores como se muestra en la Figura 4.18a.

También es necesario considerar las distancias mínimas de las salidas de líneas que pasan por encima de cercas o muros, como se muestra en la Figura 4.18b [16].

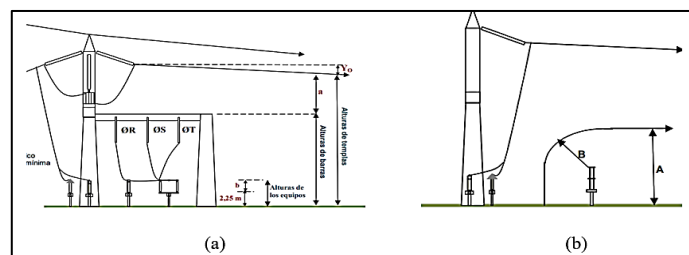


Figura 4.18: Altura de templa superior (a), Distancias mínimas al cerco del muro (b) [16].

Los niveles de tensión deben estar acorde al nivel de altura de campo de una subestación presentada en la Tabla 4.8.

Tabla 4.8: Niveles de tensión de acuerdo a la altura de campo de la subestación (Figura 4.18 b).

Tensión (KV)	A (metros)	B (metros)
15 a 30	4.6	3.1
72.5	4.9	3.7
123	5.1	4.0
245	5.8	4.9
550	7.5	6.4
800	9.1	7.0

Se debe tener en cuenta la flecha de los barrajes, cuando se poseen conductores flexibles, la conexión de los seccionadores de campo de la fase más apartada del barraje y el acercamiento de estas conexiones a los puentes más bajos, por esto, en algunos casos se recomienda instalar un aislador tipo poste en la conexión del barraje del seccionador más alejada, Figura 4.19 [16]. Cuando se utiliza seccionador vertical hay que considerar la distancia entre el brazo del seccionador cuando está abierto y la templa superior con flecha máxima con una distancia mínima fase-fase, punta-cable, para determinar la altura de dicha templa [16].

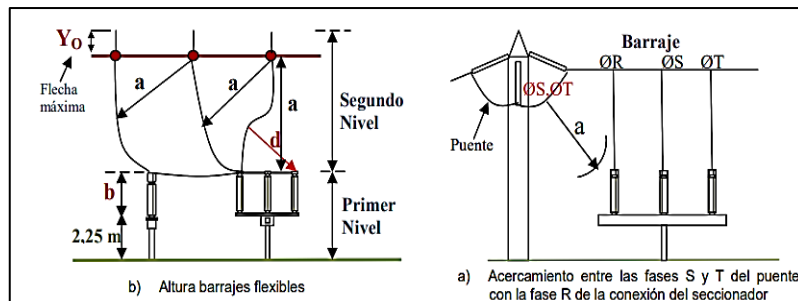


Figura 4.19: Altura de Barraje [16].

- Longitud Del Campo:** Está configuración de la subestación está determinada por las distancias mínimas entre los diferentes equipos, pero por razones de mantenimiento, estética y montaje, ya que es necesario que los terminales de los equipos sean accesibles al personal desde cualquier punto para un correcto mantenimiento y observación del estado del equipo. Además de las distancias entre los equipos es necesario considerar vía e iluminación perimetral, espacio entre cuartos de control y espacio para cunetas y obras civiles, claro está teniendo en cuenta las distancias mínimas y de seguridad entre partes energizadas y cerco perimetral. La Tabla 4.9 muestra las distancias de separación entre equipos.

Tabla 4.9: Distancias típicas entre equipos de patio.

Equipos (Entre Equipo y equipo)		Distancia Típica (metros)				
		72.5 kV	123 kV	245 kV	550 kV	800 kV
1	Transformador de instrumentación y seccionador	2.0	3.0	4.0	6.0	7.5
2	Interruptor y seccionador	2.0	3.0	4.5 - 5.0	7.0 - 8.0	9.0 - 10.0
3	Interruptor y seccionador con vía de circulación	5.5	7.5	8.0 - 9.0	12.0 - 14.0	14.0 - 16.0
4	Interruptor y transformador de instrumentación	1.5	2.0	3.5 - 4.5	6.5	8.5
5	Interruptor y transformador de instrumentación con vía de circulación	5.0	6.5	6.5	10.0 - 12.0	12.0 - 14.0
6	Seccionador y seccionador	3.0	3.5	6	7.0 - 8.0	9.0 - 10.0
7	Seccionador y pantógrafo y seccionador pantógrafo		3.0	4.5	6.5	8.0
8	Seccionador pantógrafo y transformador de instrumentación		2.5	3.5	5.5	7.0
9	Interruptor y seccionador pantógrafo		3.0	5.0	10	13.0
10	Interruptor y seccionador pantógrafo con vía de circulación		7.0	7.5 - 9.0	11.0 - 13.0	13.0 - 15.0
11	Seccionador y seccionador pantógrafo		3.5	4.5	7.0	9.0
12	Entre transformadores de instrumentos	1.5	2.0	3.0	4.0 - 5.0	6.0
13	Pararrayos y transformadores de instrumentación	1.5	2.0	3.0	5.0	6.0
14	Entre cualquier equipo y el cerco perimetral (IEEE Std 1119)	3.7	4.0	4.9	6.4	7.0

En la Figura 4.20, se detalla un concepto general y permite visualizar las distancias y medidas explicadas con anterioridad.

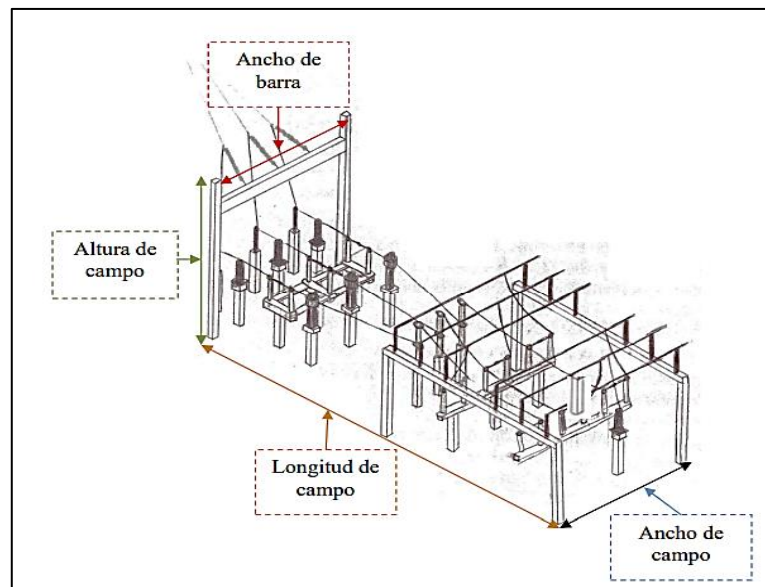


Figura 4.20: Dimensiones de la subestación [16].

5. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

El análisis y discusión de resultados se basa en dos casos, los cuales son: la subestación NIF de 115/13.8 kV con una potencia de 50 MVA, en donde se consideró la simulación de la subestación en el software ETAP (16.2.0) y la subestación CHIMBOTE 1 con una potencia de 200 MVA. A continuación, se describen los resultados que se consiguieron con el análisis de la herramienta tecnológica.

5.1. PRIMER CASO SUBESTACIÓN NIF

5.1.1. Simulación en el software ETAP (16.2.0)

El primer estudio que se consideró es la simulación de la subestación en el software ETAP (16.2.0), con ello se determinará los flujos de potencia y el análisis de cortocircuito, el esquema unifilar representado en el software se puede observar en la Figura 5.1.

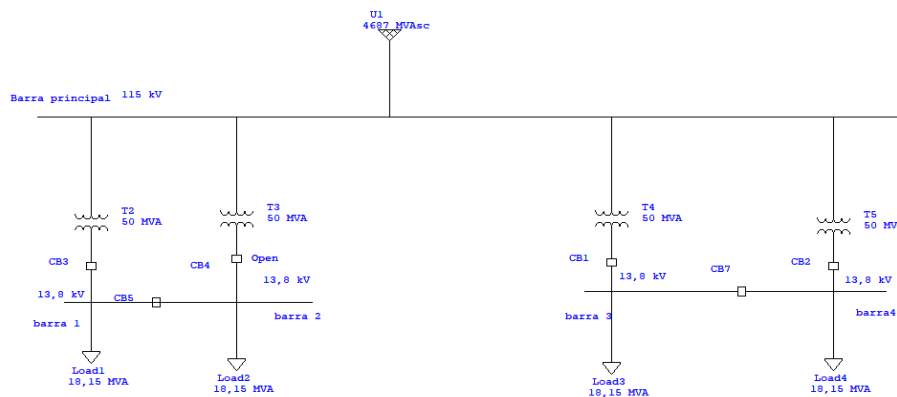


Figura 5.1. Esquema unifilar de la subestación a estudiar en base a los datos presentados por PDVSA.

El modelo ejemplificado se basó en la subestación NIF 115/13,8 kV, donde presenta el diagrama unifilar en el **Anexo B.2**. Por consiguiente, se procedió a realizar la respectiva simulación, así por ejemplo el análisis de flujos de potencia y el análisis de cortocircuito que es un requerimiento primordial para el dimensionamiento de los equipos primarios.

5.1.2. Estudio de flujos de potencia

Los flujos de potencia, se considera un equivalente de Thévenin de todo el sistema, es decir viene representado con el valor de 4687 MVA, por consiguiente, se tiene una barra de 115 kV que irá conectada a cuatro transformadores de potencia todos ellos con el mismo valor de 50 MVA, porque la demanda está correctamente distribuida Figura 5.2

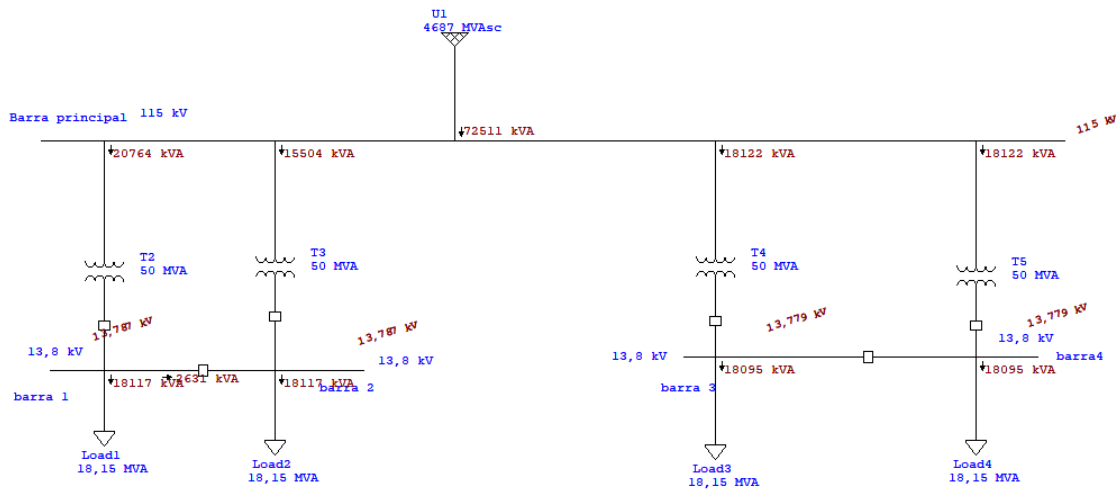


Figura 5.2. Flujos de potencia óptimos despreciando la carga inductiva

Como se observa en la Figura 5.2, el resultado de la simulación realizada se determinó que el valor de la demanda es de 36,30 MVA establecido por PDVSA, este dato servirá como ingreso a la herramienta informática, posterior a ello permitirá dimensionar la potencia del transformador, que se aplicó un 20% de seguridad y luego con las potencias recomendadas por la IEC 60076.

5.1.3. Estudio de cortocircuito

El estudio de cortocircuito de la misma forma PDVSA presenta diversos escenarios, por lo que, la simulación, se analiza en el caso 3 referenciado en el **Anexo B.3**. Dónde este caso da a conocer el mayor nivel de cortocircuito y para determinar estos datos se basa en el siguiente enunciado que “Durante la operación de mantenimiento a uno de los cuatro transformadores de 50 MVA que alimentan a la carga, el interruptor de enlace de la barras de 13.8kV que opera normalmente abierto esté cerrado para mantener ambas secciones de la barra energizadas con un solo transformador de 50 MVA, el cual suplirá toda la carga en 13.8 kV aguas abajo”. Al existir un cortocircuito, la corriente tiene 3 etapas que son: subtransitoria, transitoria y permanente por lo que cada uno de ellas representa un lapso de tiempo, esto quiere decir que el cortocircuito está a 1/2 ciclo y de 1,5 a 4 ciclos. En reporte final se presenta de estos puntos en la Figura 5.4 y Figura 5.5

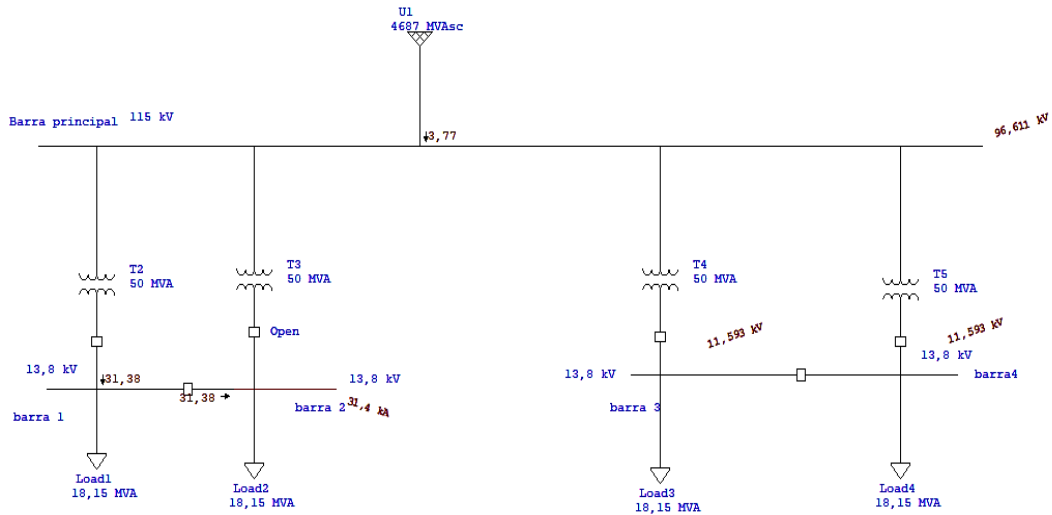


Figura 5.3. Resultado del estudio de cortocircito del caso 3.

SHORT-CIRCUIT REPORT

Fault at bus: **barra 2**

Prefault voltage = 13.800 kV = 100.00 % of nominal bus kV (13.800 kV)
 = 100.00 % of base kV (13.800 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault			Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"					
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	I0	R1	X1	R0	X0
barra 2	Total	0.00	31.381	0.00	97.50	97.11	33.148	33.148	5.45E-001	1.33E+001	3.79E-001	1.12E+001
Barra principal	barra 1	84.01	31.381	91.89	100.00	91.48	33.148	33.148 *	5.45E-001	1.33E+001	3.79E-001	1.12E+001

Figura 5.4. Resultados de la simulación en cortocircito trifásico que representa la corriente a 1/2 ciclo.

Short-Circuit Summary Report

1.5-4 Cycle - 3-Phase, LG, LL, & LLG Fault Currents

Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltage

Bus ID	Bus kV	3-Phase Fault			Line-to-Ground Fault			Line-to-Line Fault			*Line-to-Line-to-Ground		
		Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.
barra 2	13.80	1.283	-31.355	31.381	1.286	-33.123	33.148	27.154	1.111	27.177	26.513	18.662	32.423

All fault currents are symmetrical momentary (1.5-4 Cycle network) values in rms kA

* LLG fault current is the larger of the two faulted line currents

Figura 5.5. Resultado de la corriente de cortocircito trifásica de 1.5 a 4 ciclos.

En la Figura 5.3. El valor de corriente de cortocircuito es presentado en la barra 2 con 31,4 kA, ante una falla trifásica, que debe ir referenciado a los valores de cortocircuito normalizado de la IEC 62271-100, es decir se tomará como 31,5 kA, que será un dato de entrada en la herramienta informática. Después se procede a determinar el uso para los equipos primarios donde irán especificados en el interruptor, seccionador, TC y TP.

5.1.4. Estudio de coordinación de aislamiento.

El estudio se realizó en Excel, dónde se presenta un análisis en base a la IEC 71-1 e IEC 71-2, que determina 4 etapas y son: sobretensiones representativas, tensiones soportadas de coordinación, tensiones soportadas requeridas, tensiones soportadas normalizadas, y a través de un proceso que menciona la normativa se determina los resultados está en la Figura 5.6

RESPUESTAS DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO IEC 60071		
* Um Tensión nominal del equipo o sistema	= 115 kV	13,8 kV
* Um Tensión máxima del equipo o sistema	= 145 kV	17,5 kV
* Tensión de Soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial	= 275 kVrms	38 kV
* Tensión de Soportabilidad al impulso atmosférico	= 650 kVp	95 kVp

Figura 5.6. Respuestas obtenidas en el estudio de coordinación de aislamiento.

Los resultados obtenidos servirán como dato de ingreso en la herramienta informática y se presentarán en las características técnicas que irán específicas en cada elemento primario y será: (Um) tensión máxima del equipo, tensión de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial (SIL), tensión de soportabilidad al impulso atmosférico (BIL). Es muy importante determinar un estudio independiente para cada nivel de voltaje en este caso de 115 kV y 13,8 kV. El proceso que se realizó para el cálculo de estos parámetros se muestra a detalla en el **Anexo M.** Anexo M. Diagrama de flujo coordinación de aislamiento IEC 60071.

5.1.5. Interfaz de la herramienta informática.

Una vez que ya se determinó todos los estudios mencionados, que son necesarios para el dimensionamiento de los equipos, se procede a ingresar los datos en las condiciones iniciales del sistema representado en el interfaz que se puede apreciar en la Figura 5.7.

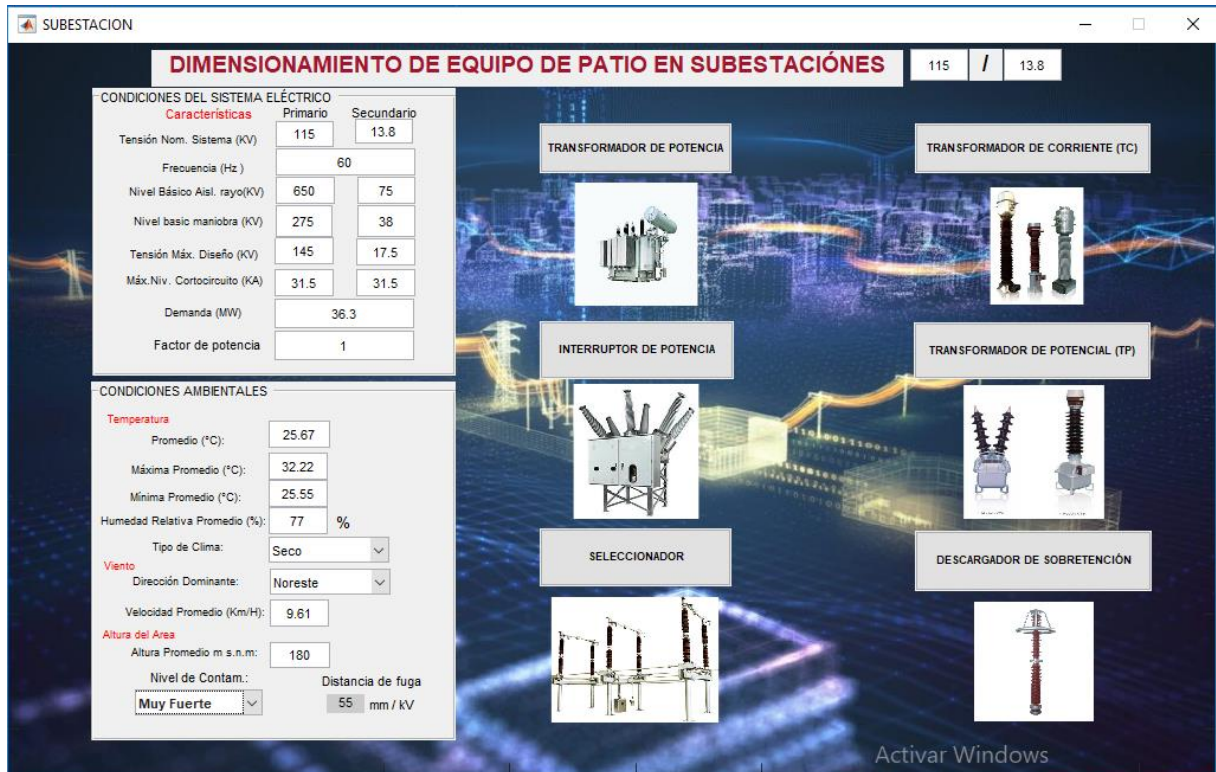


Figura 5.7. Interfaz para ingresar las condiciones iniciales de la subestación NIF.

Para proceder a llenar los datos de los parámetros técnicos y ambientales en el interfaz Guide, primero se debe considerar evaluaciones técnicas para llenar estos puntos, por ejemplo, al ingresar la humedad relativa, la velocidad de viento, el nivel de contaminación, la altura del nivel del mar, se debe tener estudios ya preestablecidos y definidos de acuerdo a criterio del diseñador y a la zona donde se tendrá el proyecto de la subestación, en cuanto, al ingreso de datos de los parámetros eléctricos, se ingresan los valores que se requiere en la subestación en este caso se procede a ingresar 115/ 13,8 kV y 60 Hz, adicionalmente a los datos establecidos por el estudio de coordinación de aislamiento, flujos de potencia y análisis de cortocircuito.

Una vez ya especificado las condiciones iniciales del sistema y las condiciones ambientales se procede a seleccionar el equipo primario, dónde el programa arrojará las principales características técnicas de estos elementos que se considerará que el dimensionamiento requerido que conforma una subestación.

Para la visualización de los resultados, se puede guiar de los anexos propuestos a continuación.

Anexo N: Dimensionamiento y características del transformador de potencia “NIF”.

Anexo O: Dimensionamiento y características del interruptor de potencia “NIF”.

Anexo P: Dimensionamiento y características del seccionador de potencia “NIF”.

Anexo Q: Dimensionamiento y características del transformador de corriente “NIF”.

Anexo R: Dimensionamiento y características del transformador de potencial “NIF”.

Anexo S: Dimensionamiento y características del descargador de sobretensión “NIF”.

5.1.6. Comparación de los equipos diseñados con la subestación tipo (NIF 115/13.8 kV)

5.1.6.1. Caso uno subestación NIF.

Al obtener las características de los equipos diseñados con la herramienta informática, es necesario validar la información con los elementos de la subestación modelo, que en este caso fue dimensionada por la empresa PDVSA. Por ello, se presenta las siguientes tablas comparativas para el respectivo análisis de resultados.

Tabla 5.1: Transformador de potencia 115/13,8 kV.

DATOS GENERALES.			
Descripción	Unidades	Características del programa	Subestación NIF 115/13,8 kV
Tipo de transformador	N/A	Trifásico dos devanados	Trifásico dos devanados
Tipo de núcleo	N/A	Acorazado	Acorazado
Altitud de instalación	m.s.n.m	180	180
Norma de fabricación	N/A	IEC 60076	ANSI C57.12.00 ANSI C5712.90
DATOS NOMINALES Y CARACTERISTICAS			
Frecuencia nominal	Hz	60	60
Tensión nominal del sistema			
Devanado primario	kV	115	115
Devanado secundario	kV	13,8	13,8
Tensión máxima del equipo			
Devanado primario	kV	145	145
Devanado secundario	kV	17.5	17,5
Nivel de aislamiento			
Devanado primario			
Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial, 1 min	kV	275	230
Tensión de sostenimiento al impulso 1,2/50 us	kVp	650	550
Devanado secundario			
Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial, 1 min	kV	38	34
Tensión de sostenimiento al impulso 1,2/50 us	kVp	95	110
Potencia nominal	MVA	50/67	50/67

Sistema de enfriamiento		ONAN/ONAF	ONAN/ONAF
Grupo de conexión	N/A	DYn11	DYn11
Nivel de cortocircuito	kA	31.5	31,5
Aislador			
Material	N/A	Porcelana	Porcelana
Línea de fuga	mm/kV	55	55

Para el dimensionamiento del transformador de potencia, se puede evidenciar en la tabla comparativa, que existe una diferencia en la tensión de sostenimiento a frecuencia industrial y tipo rayo, este dato se lo obtiene en base a la coordinación de aislamiento haciendo uso de la normativa IEC 60071-1, en dónde, estos valores son superiores en lo que respecta al estudio realizado por la empresa PDVSA haciendo uso de la IEEE1313.1. Cada normativa mencionada trabaja con tablas donde indica los valores normalizados en cuanto a las sobretensiones y se presenta:

Anexo T: Niveles de aislamientos normalizados.

Tabla 5.2: Interruptor de potencia 115 kV

1. DATOS GENERALES.			
Descripción	Unidades	Características técnicas del programa	Subestación NIF 115/13.8 (kV)
Tipo de interruptor	N/A	Tanque muerto	Tanque muerto
Medio de extinción de arco	N/A	SF6	SF6
Altitud de instalación	m.s.n.m	180	180
Norma de fabricación	N/A	IEC 62271-100	ANSI-C.37.04
2. DATOS NOMINALES Y CARACTERISTICAS			
Frecuencia nominal	Hz	60	60
Características de tensión			
Tensión nominal del sistema	kV	115	115
Tensión máxima del equipo	kV	145	145
Nivel de aislamiento			
Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial, 1 min	kV	275	275
Tensión de sostenimiento al impulso 1,2/50 us	kVp	650	650
Características de corriente			
Corriente nominal en servicio continuo	A	2500	2500
Corriente momentánea ½ ciclo	kA	31.5	31.5
Corriente de cierre nominal en cortocircuito	kAp	100	100
Máxima duración admisible de cortocircuito	seg	1	1

Dispositivo de mando			
Funcionamiento		Tripolar	Tripolar
Tipo de mecanismo de operación	N/A	Resortes	Resortes
Aislador			
Material	N/A	Porcelana	Porcelana
Línea de fuga	mm/kV	55	55
Línea de fuga total	mm	4604	7975

En la comparación de resultados del interruptor de potencia, se distingue el tipo de normativa aplicada para el dimensionamiento del equipo, cabe recalcar que, a pesar de que la empresa PDVSA no utilizó la normativa IEC, los datos son semejantes a excepción de la línea de fuga, que resultado que el programa arroja es referenciado a fase-tierra y el valor con lo estipulado por la empresa PDVSA lo realizan con el valor de fase-fase.

Tabla 5.3: Seccionador de potencia 115 kV

DATOS GENERALES.			
Descripción	Unidades	Características técnicas del programa	Subestación NIF 115/13.8 kV
Tipo	N/A	Apertura central	Apertura central
Altitud de instalación	m.s.n.m	180	180
Norma de fabricación	N/A	IEC 62271-102	ANSI 37.32-2002
DATOS NOMINALES Y CARACTERISTICAS			
Frecuencia nominal	Hz	60	60
Características de tensión			
Tensión nominal del sistema	kV	115	115
Tensión máxima del equipo	kV	145	145
Nivel de aislamiento			
Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial, 1 min	kV	275	280
Tensión de sostenimiento al impulso 1,2/50 us	kVp	650	650
Características de corriente			
Corriente nominal en servicio continuo	A	2500	2500
Corriente de cortocircuito de corta duración	kA	31.5	31.5
Corriente de cortocircuito dinámica	KAp	100	100
Dispositivo de mando			
Funcionamiento	N/A	tripolar	Tripolar
Tipo de mecanismo de operación	N/A	Manual / Motorizado	Manual / Motorizado
Aislador			
Material	N/A	Porcelana	Porcelana
Línea de fuga	mm/kV	55	55
Línea de fuga total	mm	4604	7975

Como se puede observar en la selección del seccionador, la herramienta informática arroja la tensión de sostenimiento a frecuencia industrial a 1 min, diferente, porque es realizado en base a la normativa IEC 60071-1, por lo cual resulta ser menor al dato establecido por la empresa PDVSA elaborado por la normativa ANSI 1313.1.

Tabla 5.4: Transformador de corriente (TC)

DATOS GENERALES			
Descripción	Unidades	Características técnicas del programa	Subestación NIF 115/13.8 kV
Tipo de TC	N/A	Boquilla	Boquilla
Altitud de instalación	m.s.n.m	180	180
Norma de fabricación	N/A	IEC 60044	IEC 60044
2. DATOS NOMINALES Y CARACTERISTICAS			
Frecuencia nominal	Hz	60	60
Características de tensión			
Tensión nominal del sistema	kV	115	115
Tensión máxima del equipo	kV	145	145
Nivel de aislamiento			
Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial, 1 min	kV	275	275
Tensión de sostenimiento al impulso 1,2/50 us	kVp	650	650
Características de corriente			
Corriente de cortocircuito a 1 segundo	kA	31.5	31.5
corriente dinámica pico	kAp	100	100
Relación de transformación			
Corriente nominal del primario	A	2500	2500
Corriente nominal de los secundarios	A	5	5
Número de núcleos	N/A	4	4
Burden y clase de precisión			
Núcleo 1 (protección)	VA	25/ 5P20	25/ 5P20
Núcleo 2 (protección)	VA	25/ 5P10	25/ 5P10
Núcleo 3 (protección)	VA	25/ 5P20	25/ 5P20
Núcleo 4 (medición)	VA	40/0.2	40/0.2
Aislador			
Material	N/A	porcelana	Porcelana
Línea de fuga	mm/kV	55	55
Línea de fuga total	mm	6404	7975

Para el dimensionamiento del transformador de corriente, los datos obtenidos por la empresa PDVSA, coinciden con los valores establecidos por la herramienta informática a excepción de la línea de fuga total, por lo que, se trabaja con el nivel de contaminación fase-tierra, siendo lo contrario por parte de la empresa PDVSA, que trabaja con la tensión fase-fase, dando como

resultado valores diferentes, Un aspecto importante a considerar es la selección del burden de cada núcleo del TC, es decir presenta un análisis técnico en este punto debido a que la empresa PDVSA, no presenta dicho análisis, pero en la herramienta informática se lo tomado en cuenta para que sea más didáctico al seleccionar el tipo de burden del TC.

Tabla 5.5: Transformador de potencial (TP).

DATOS GENERALES.			
Descripción	Unidades	Características técnicas del programa	Subestación NIF 115/13.8 kV
Tipo	N/A	Capacitivo	Capacitivo
Tipo de aislamiento	N/A	seco	seco
Altitud de instalación	m.s.n.m	180	180
Norma de fabricación	N/A	IEC 60044	IEC 60044
DATOS NOMINALES Y CARACTERISTICAS			
Frecuencia nominal	Hz	60	60
Características de tensión			
Tensión nominal del sistema	kV	115	115
Tensión máxima del equipo	kV	145	145
Nivel de aislamiento			
Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial, 1 min	kV	275	275
Tensión de sostenimiento al impulso 1,2/50 us	kVp	650	650
Relación de transformación			
tensión nominal del primario	kV	$115/\sqrt{3}$	$115/\sqrt{3}$
tensión nominal del secundario	kV	$0.220/\sqrt{3}$.	$0.220/\sqrt{3}$.
Número de devanados secundarios	N/A	2	2
Burden y clase de precisión			
Núcleo 1 (protección)	VA	30/3P	30/3P
Núcleo 2 (medición)	VA	30/0,2	30/0,2
Corriente de cortocircuito térmica asignada (Ith)	kA	31.5	31.5
Aislador			
Material	N/A	Porcelana	Porcelana
Línea de fuga	mm/kV	55	55
Línea de fuga total	mm	4604	7595

El dimensionamiento del transformador de potencial tiene una similitud del 100%, a excepción de la línea de fuga, la cual, se explica en el apartado del análisis comparativo del transformador de corriente. De la misma forma se realiza un análisis específico en cuanto al burden y clase de precisión del TP.

Tabla 5.6: Descargador de sobretensión.

DATOS GENERALES.			
Descripción	Unidades	Características técnicas del programa	Subestación NIF 115/13.8 kV
Tipo de descargador	N/A	Oxido metálico	Oxido metálico
Altitud de instalación	m.s.n.m	180	180
Sistema de puesta a tierra	N/A	neutro aterrado	neutro aterrado
Norma de fabricación	N/A	IEC 60099	IEC 60099
DATOS NOMINALES Y CARACTERISTICAS			
Frecuencia nominal	Hz	60	60
Características de tensión			
Tensión nominal del sistema	kV	115	115
Tensión máxima de la red	kV	123	123
Tensión máxima de diseño	kV	145	145
Tensión máxima de operación continua (COV)	kV	87,90	84
Capacidad del descargador frente a sobretensiones temporales (TOV)	kV	117,2	117,2
Tensión nominal del pararrayos	kV	116	108
Nivel de aislamiento			
Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial, 1 min	kV	275	275
Tensión de sostenimiento al impulso 1,2/50 us	kVp	650	650
Clase de descarga de línea	N/A	3	3
Corriente nominal de descarga	kAp	10	10
Aislador			
Material	N/A	Porcelana	Porcelana
Línea de fuga	mm/kV	55	55
Línea de fuga total	mm	4604	7595

La diferencia del descargador está en los cálculos de la sobretensión de operación continua y en la tensión del descargador, cada una de ellas tienen relación para el dimensionamiento del descargador de sobretensión, por lo que, los valores arrojados por la herramienta son distintos, esto se debe a la selección de fórmulas del cálculo del COV o también llamado U_c , y las fórmulas aplicadas son las siguientes.

$$\text{neutro aterrado} \rightarrow \text{COV} = 1.05 \cdot \frac{U_m}{\sqrt{3}} \quad (\text{kV}) \quad (5.1)$$

$$\text{neutro aislado} \rightarrow \text{COV} = 1.05 \cdot U_m \quad (\text{kV}) \quad (5.2)$$

5.2. SEGUNDO CASO SUBESTACIÓN CHIMBOTE 1

5.2.1. Análisis de corriente de cortocircuito

Para el análisis de cortocircuito se determina el máximo nivel de corriente que pueden soportar los equipos de la subestación a través de los estudios realizados en este proyecto, de tal forma que se consiga salvaguardar la vida útil de los mismos, dentro de la subestación existen equipos costosos como es el caso del transformador de potencia, por ello, se necesitan elementos de protección para dichas corrientes de cortocircuito.

En la subestación CHIMBOTE 1 se utilizan dos transformadores de 100 MVA, y su configuración es de un interruptor y medio, donde, para determinar la corriente de cortocircuito se realizaron estudios por parte de la empresa encargada (REP) Red de Energía del Perú, dando como resultado una corriente de 31,5 kA en base a los valores establecidos por la normativa IEC 60865 [22].

5.2.2. Análisis de flujo de potencia

El análisis de flujo de potencia permite determinar si el sistema está funcionando correctamente, o si en caso de tener alguna anomalía, se pueda tomar las mejores decisiones para su corrección, para determinar si en la subestación CHIMBOTE 1 presenta excesos de tensiones en sus barras, se realizaron estudios previos en este proyecto, con la ayuda del flujo de potencia, se determina la capacidad de potencia del transformador de potencia de modo que no se sature.

Un factor importante es la carga determinada por la empresa REP, haciendo referencia a la demanda proyectada para el año 2009-2018, datos que se obtienen de [22], que en este caso se la representa en la siguiente Figura 5.7.

Año	Inyección Zona 2			Carga Atendida a Hidrandina			Flujo Máximo en Transformadores (a) - (b)
	Flujo Máximo	Pérdidas	Inyección 138 kV (a)	Demanda Simultánea	Pérdidas	Carga Atendida 138 kV (b)	
2007	239.9	9.4	230.5	48.8	1.2	50.0	180.5
2008	239.3	9.4	229.9	50.9	1.3	52.1	177.8
2009	246.3	9.9	236.4	52.9	1.3	54.2	182.2
2010	245.6	9.9	235.7	55.4	1.4	56.8	178.9
2011	182.7	5.5	177.2	57.9	1.4	59.3	117.9
2012	178.5	5.2	173.2	60.6	1.5	62.1	111.1
2013	168.1	4.6	163.5	63.4	1.6	64.9	98.6
2014	168.1	4.6	163.5	65.4	1.6	67.1	96.4
2015	168.1	4.6	163.5	68.9	1.7	70.7	92.8
2016	168.1	4.6	163.5	72.2	1.8	74.0	89.5
2017	168.1	4.6	163.5	75.1	1.9	77.0	86.5
2018	168.1	4.6	163.5	78.8	2.0	80.7	82.8

Tabla 5.7: Niveles de flujo para la subestación CHIMBOTE 1.

De la Figura 5.7 se tiene que, para el periodo 2009-2018, se observa que el máximo flujo de potencia estimado a través de los transformadores de 138/22,9/13,8 kV de la subestación CHIMBOTE 1 es de 182,2 MW. Además, se considera un factor de potencia de 0,95, la capacidad que deben soportar dichos transformadores es de 250 MVA incluido el 20 % de protección, este dato servirá para el programa.

5.2.3. Coordinación de aislamiento

Los resultados de la coordinación de aislamiento de la subestación CHIMBOTE 1 obtenidos por medio del programa desarrollado en Excel, representado en la Figura 5.8 en donde se toman los valores de la tensión máxima del equipo, tensión de soportabilidad al impulso tipo maniobra y la tensión de soportabilidad al impulso tipo rayo, que sirven como datos de entrada a la herramienta informática, considerando los dos estudios para cada nivel de tensión de 138/ 13,8 kV.

RESPUESTAS DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO IEC 60071			
* Um Tensión nominal del equipo o sistema	=	138 kV	13,8 kV
* Um Tensión máxima del equipo o sistema	=	145 kV	17,5 kV
* Tensión de Soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial	=	275 kVrms	38 kV
* Tensión de Soportabilidad al impulso atmosférico	=	650 kVp	95 kVp

Figura 5.8: Resultados de la coordinación de aislamiento.

5.2.4. Interfaz de la herramienta informática

Una vez ingresado los datos necesarios en el programa, como se observa en la Figura 5.9 se procede al dimensionamiento de cada uno de los equipos de patio para la subestación Chimbote 1, donde posterior se realizará una comparación con los datos proporcionados por [22], denominado ampliación de capacidad de transformación 132/22,9/13,8 kV.

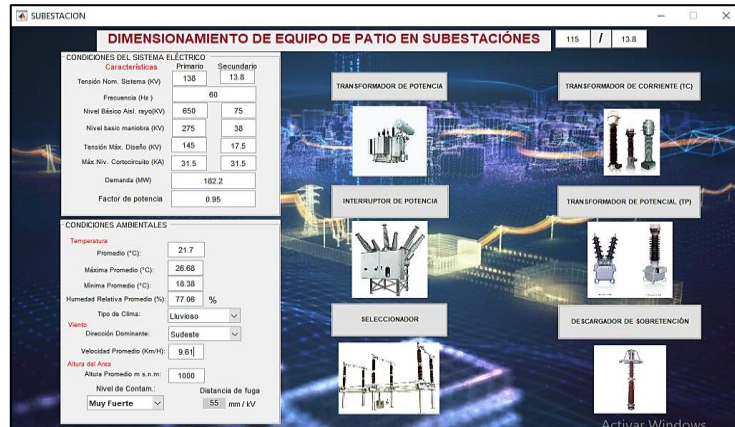


Figura 5.9: Condiciones iniciales de la subestación Chimbote 1.

Las características de los equipos Dimensionados se los especifican con mejor detalle en los anexos.

Anexo U: Dimensionamiento y características del transformador de potencia “CHIMBOTE”.

Anexo V: Dimensionamiento y características del interruptor de potencia “CHIMBOTE”.

Anexo W: Dimensionamiento y características del seccionador de potencia “CHIMBOTE”.

Anexo X: Dimensionamiento y características del transformador de corriente “CHIMBOTE”.

Anexo Y: Dimensionamiento y características del transformador de potencial “CHIMBOTE”.

Anexo Z: Dimensionamiento y características del descargador de sobretensión “CHIMBOTE”.

5.2.5. Comparación de resultados

Los resultados obtenidos en el dimensionamiento de los equipos de la subestación CHIMBOTE 1, conjuntamente con su comparación, se detallan con mayor precisión en el anexo siguiente:

Anexo AA: Tablas de comparación de resultados entre los datos de la subestación Chimbote 1 y los datos de la herramienta informática.

6. CONCLUSIONES DEL PROYECTO

6.1. CONCLUSIONES

- El dimensionamiento de los elementos de patio que conforma una subestación debe considerar los siguientes aspectos: La altura sobre el nivel del mar (m.s.n.m) que influye con el máximo nivel de tensión del equipo, la tensión de sostenimiento tipo maniobra y tipo rayo, a su vez, se debe tener en cuenta que la línea de fuga es representado directamente con el nivel de contaminación de la zona en relación a la normativa (IEC 60815), determinando así que tipo de material necesita el equipo para su protección.
- Para el dimensionamiento de los equipos primarios de una subestación se debe considerar como datos principales los siguientes: la tensión nominal del sistema, la frecuencia, la sobretensión que se produce al realizar una maniobra (SIL), sobretensión que se produce ante una descarga atmosférica (BIL), la corriente máxima de cortocircuito, la demanda y el factor de potencia, así como también los aspectos ambientales que se tiene en la zona del proyecto.
- Todos los resultados obtenidos por la herramienta informática se lo realizaron con la normativa IEC, en cuanto al caso base 1, de la subestación NIF de 115/13.8 kV, considera la normativa ANSI. La diferencia que se ha presentado es en las características técnicas, específicamente en las tensiones de sostenimiento tipo maniobra y tipo rayo que viene dado por la coordinación asilamiento, para el uso de datos en la herramienta informática se utilizó la IEC 60071-1, en cambio la empresa PDVSA encargada de la subestación NIF hace uso de la IEEE 1313.1. Sin embargo, estas variaciones no descartan el diseño inicial, sino que lo vuelve más conservador. También se evidencia una variación en las características técnicas por el uso de la línea de fuga fase-fase con fase-tierra, especificados en los equipos primarios.
- En el caso base 2 perteneciente a la subestación CHIMBOTE 1 se determina que, para el dimensionamiento de sus equipos, específicamente el transformador de potencia donde la característica principal es de 3 devanados por lo cual para adaptarlo a la herramienta informática se consideró solo 2 devanados 138/13,8 kV. En cuanto a la línea de fuga, se basa en el nivel de contaminación de la (IEC 60815) correspondientes a los valores de fase a fase, por lo que, en el la herramienta informática, se trabaja con los valores de distancia de fuga por la configuración fase-tierra.

6.2. RECOMENDACIONES

- Es de gran importancia determinar los estudios de diseño de las subestaciones, ya que de esto dependerá cada uno de los equipos que se instalaran dentro de la subestación, de manera que se eviten accidentes por fallas, protegiendo y salvaguardando la integridad del personal y del mismo equipo.
- Las normativas garantizan la calidad del equipo para su correcto funcionamiento, por lo que cuentan con valores establecidos de los parámetros técnicos, eléctricos y ambientales que puede soportar el equipo, todo esto lleva a fomentar su utilización en el dimensionamiento de equipos primarios en subestaciones.
- Para garantizar el funcionamiento de la herramienta informática se fomenta a la comunidad eléctrica hacer una revisión de las distintas normativas aplicadas en el desarrollo del programa para el diseño de equipos de patio de subestaciones, con el fin de corroborar los resultados y buscar mejoras para la interfaz de la misma.
- Se debe tener en consideración que los criterios de diseño influyen en el dimensionamiento de un equipo, ya que, pueden basarse en distintas normativas dependiendo el lugar de diseño, por normas estipuladas en empresas entre otros factores, por lo que, generarían diferencias entre resultados, es por ello, que se debe guiar en normativas internacionales para evitar estos inconvenientes.

7. BIBLIOGRAFÍA

- [1] G. E. Harper, ELEMENTOS DE DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS, México: LIMUSA , 2003.
- [2] R. C. Felipe, "Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión", Bogotá: Mejía Vilegas S.A., 2003.
- [3] R. Bastidas, «DISEÑO DE SUBESTACIONES,» CELEC EP, POLITICAS Y PROCEDIMIENTOS, vol. 0, n° 0, p. 33, 2016.
- [4] J. R. S. Lagos, «DIMENSIONAMIENTO DE SUBESTACIONES ELECTRICAS EN MEDIA TENSIÓN APLICATIVO EN JAVA,» Universidad Autonoma de Occidente, Santiago de Cali, 2011.
- [5] S. A. L. Méndez, «DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE SOFTWARE PARA EL CÁLCULO Y VISTA GRÁFICA DE LAS DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD EN SUBESTACIÓN AISLADA EN AIRE, SEGÚN NORMA CEI 60071,» Universidad de San Carlos de Guatemala, Guatemala, 2014.
- [6] W. O. P. C. A. C. RAMIREZ, «MANUAL PARA LA OPERACIÓN DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON NIVELES DE TENSIÓN 115 kV, 33 kV y 13,2 kV,» UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA, Colombia Pereria , 2017.
- [7] E. A. M. C. SAAVEDRA, «DISEÑO DE SUBESTACIONES DE TRANSMISIÓN DE POTENCIA CONVENCIONAL MEDIANTE LA ELABORACIÓN DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL EN MICROSOFT EXCEL,» UNIVERSIDAD CATÓLICA SANTO TORIBIO , Chiclayo, 2018.
- [8] G. E. HARPER, «"Elementos de siseño de subestaciones eléctricas",» LIMUSA, Mexico, 2005.
- [9] J. M. Solla Sanz, «Sub Estaciones Eléctricas,» Universidad Laboral de Culleredo, España, 2012.

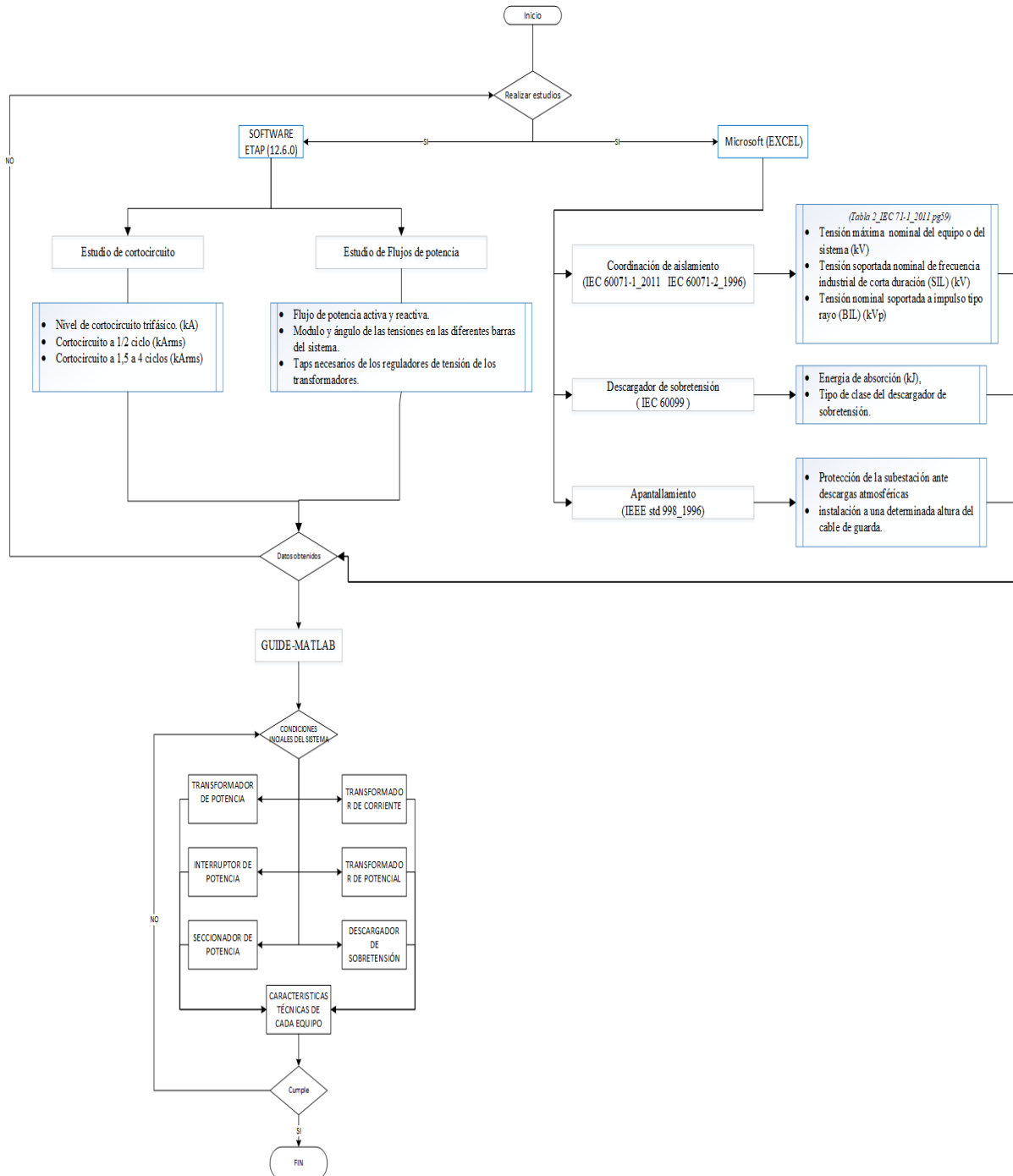
- [10] R. T. Ramírez, «"Consideraciones generales para optimizar el diseño electromecánico de subestaciones de transmisión",» Universidad Nacional Autónoma de México, México, 2014.
- [11] Y. E. A. Valmaseda, «"Diseño de Subestaciones Eléctricas",» Universidad Central Marta Abreu de las Villas, Santa Clara, 2014.
- [12] INSASTUR, Artist, SUBESTACIÓN SAN CIBRAO 132/20 KV. [Art]. E.ON DISTRIBUCION, S.L, 2017.
- [13] R. G. Zuñiga, «Prolec,» doc player , 2015. [En línea]. Available: <https://docplayer.es/9824333-Banco-de-autotransformadores-monofasicos-de-200-mva-con-una-unidad-de-reserva.html>. [Último acceso: 27 11 2020].
- [14] I. L. P. A. Bazúa, «APUNTES DE LA ASIGNATURA: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS,» Tecnológico Nacional de México , México , 2015.
- [15] J. E. Rojas Castillo y P. E. Vargas Jaramillo, «"Diseño e implementación de los circuitos de control para cuatro bahías de 69 KV de la subestación Velacruz",» Universidad de Cuenca, Cuenca, 2018.
- [16] K. Atencio Coronado y I. Palacio Herrera, «"Elementos de diseño de subestaciones de alta y extra alta tensión",» Universidad Tecnológica de Bolívar, Cartagena, 2008.
- [17] Megas, «Entendimiento del funcionamiento de los interruptores de Alta tensión,» Revista Megas, 7 09 2017. [En línea]. Available: <http://megas.com.do/index.php/2017/08/07/entendiendo-el-funcionamiento-de-los-interruptores-de-alta-tension/>. [Último acceso: 26 11 2020].
- [18] K. Arreaza, «"Diseño primario desubestaciones",» Inel, Venezuela, 2020.
- [19] J. L. Altamirano Pérez, «"Diseño del nuevo laboratorio de pruebas para transformadores de potencia y de una alimentación independiente para el laboratorio de distribución existente de la empresa ECUATRAN S.A.",» Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2011.

- [20] R. D. J. AGUAS RAMOS y A. N. BUELVAS BERROCAL, «Metodología para el cálculo de corrientes de cortocircuito,» Universidad Técnica de Bolívar, Cartagena de Indias , 2011.
- [21] C. F. Ramirez, «Subestaciones de alta y extra alta tensión,» Mejía Villegas S.A., Bogotá, 2003.
- [22] V. O. Salcedo, «AMPLIACIÓN DE CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN 138/22,9/13,8 kV,» Chimbote, 2008.
- [23] J. P. M. y. T. S. Gonzalez, «Instalación de distribución,» Editex S.A., España, 2013.
- [24] A. S. M. Isaura, «EL SOFTWARE MATLAB EN LAS SIMULACIONES MATEMÁTICAS DE LAS TENDENCIAS Y COMPORTAMIENTOS DE LAS VARIABLES FINANCIERAS Y ECONÓMICAS EN LOS ESTUDIANTES, DE LA CARRERA DE INGENIERÍA COMERCIAL DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI.,» Universidad Técnica de Cotopaxi, Latacunga, 2016.
- [25] D. O. B. Guerrero, «MANUAL DE INTERFAZ GRÁFICA DE USUARIO EN MATLAB,» 2018.
- [26] L. R. Jaramillo Carrión y L. B. Miño Santander, «Manual de Sub Estaciones Eléctricas,» Instituto Tecnológico de Formación Profesional, Santo Domingo:, 2016.
- [27] L. R. Jaramillo Carrión y L. B. Miño Santander, «“Manual de verificación y mantenimiento Subestación Eléctrica CC Santo Domingo”,» Universidad de Cuenca, Cuenca, 2018.
- [28] V. D. C. ANALUISA, «Integración del patio de 138 KV de la subestación selva alegre al sistema scada de la EEQ. S.A,» Unidversidad Politecnica Salesian, Quito, 2012.
- [29] J. A. L. Escobar, «Diseño de subestaciones en media Tensión,» Universidad Autónoma de Occidente , Cali, 2009.
- [30] I. Pérez Carretero, «"MODELADO Y COMPARATIVA TÉCNICO-ECONÓMICA DE SUBESTACIONES",» Universidad Pontificia Comillas, Madrid, 2007.

- [31] J. Linares, «"Diseño de Subestaciones Eléctricas",» Universidad Autónoma de Occidente, Santiago de Cali, 2009.
- [32] A. O. Ortega, «ENFOQUES DE INVESTIGACIÓN,» Universidad del Atlántico, Barranquilla, 2018.
- [33] R. Raúl Martínez Pérez y E. Rodríguez Esponda , «Manual de Metodología de la Investigación Científica.,» 2006.
- [34] F. G. Arias, "El proyecto de investigacion" Introducción a lmetodología científica, Caracas: Episteme, C.A, 2012.
- [35] J. L. Urbina González, «"calculo y selección de una subestación compacta para un cárcamo de bombeo de aguas residuales",» Instituto Politécnico Nacional, Mexico, 2012.

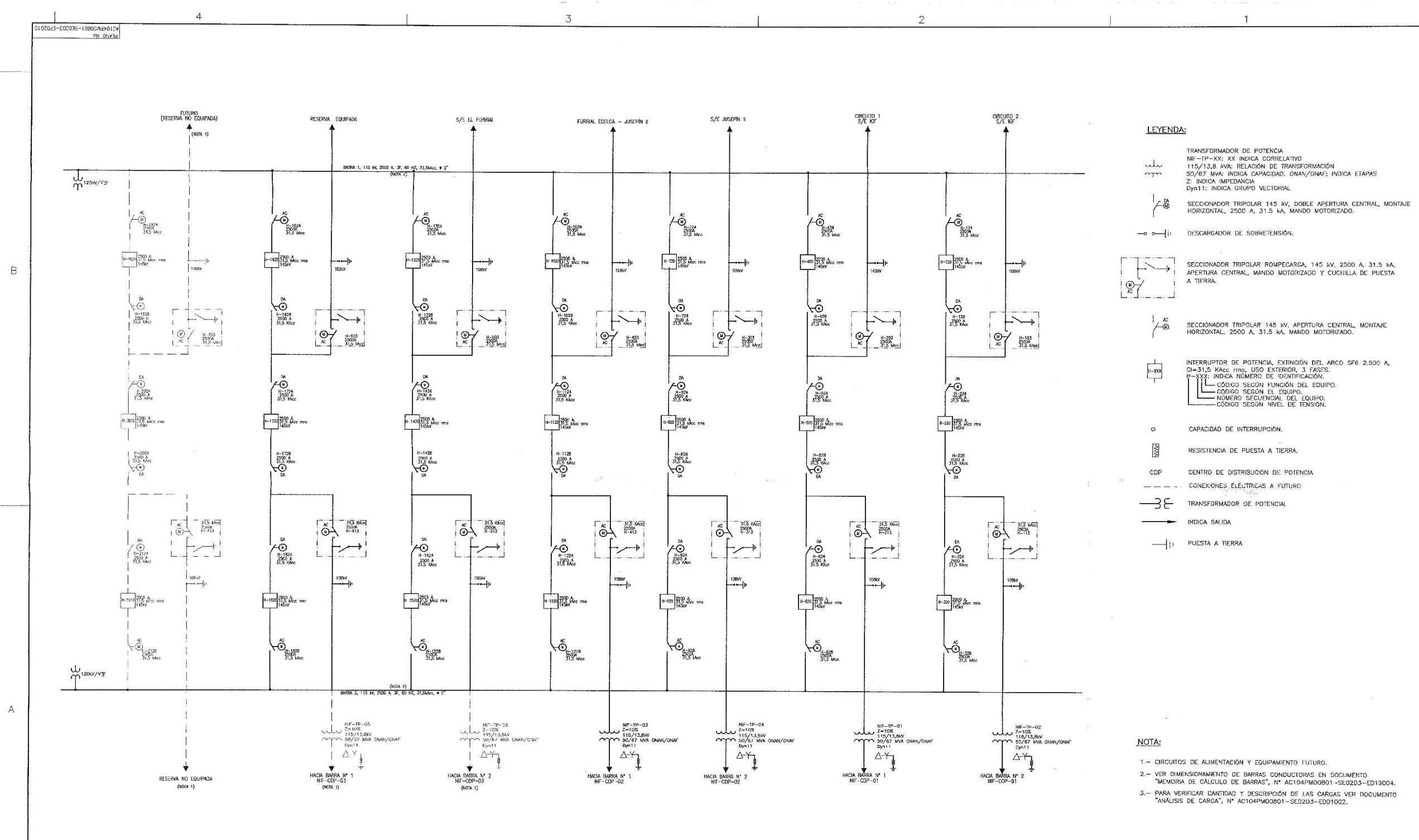
8. ANEXOS

Anexo A. Proceso requerido de dimensionamiento de equipos primarios para el uso de la herramienta informática.



Anexo B: Caso base uno, subestación NIF

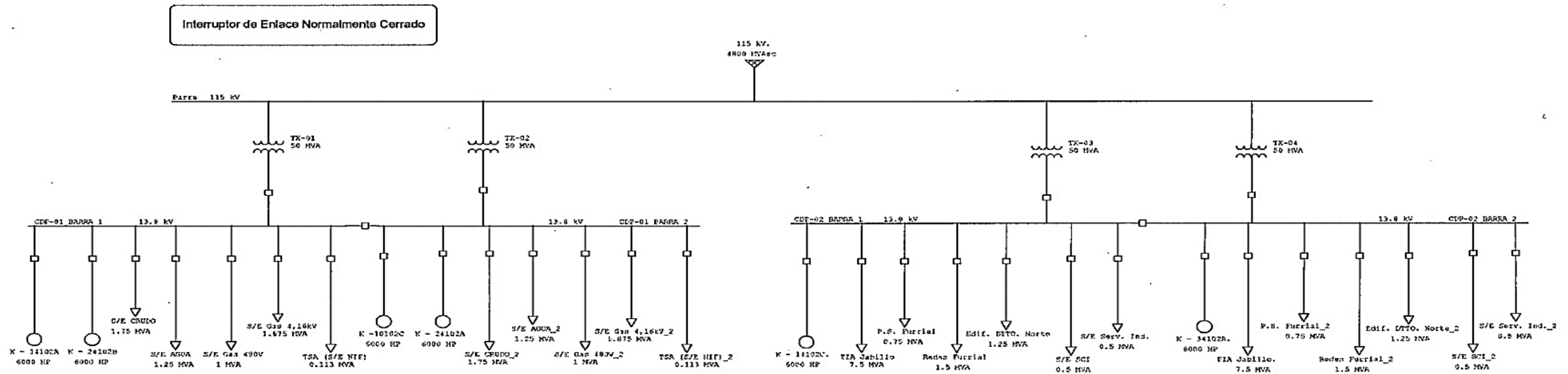
Anexo B.1. Diagrama Unifilar de 115 kV



No.	REVISIONES	POR	FECHA	No.	REVISIONES	POR	FECHA	PLANO DE REFERENCIA	TITULO	CONTRATISTA	ELABORADO	FECHA	PROYECTO	PLANO No.	HOJA No.
A	EMISION PRELIMINAR	C.D.	12/07	3	INCORPORACION DE COMENTARIOS ACCI (PVSA)	C.R.	05/10	PLANO No.	TITULO	N&V S.A.	ELABORADO	12/07	"SUBESTACION ELECTRICA NIF 115/13.8 kV"		
B	EMISION CON INCORPORACION DE COMENTARIOS	C.D.	09/08					AC104PM00801-SEQ203-EP2010	DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO 115 KV (C/3)	DIRECCION	F. VEGAS	DICIEMBRE 2007			
D	EMISION FINAL	C.D.	12/08					AC104PM00801-SEQ203-EP2010	DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO 115 KV (C/3)	REVISADO	C.M. ALONSO				
1	INCORPORACION DE COMENTARIOS (CAMBIO DE ESQUEMA)	C.D.	02/09							DIRECCION	A. RUIZ				
2	INCORPORACION DE COMENTARIOS (CAMBIO DE ESQUEMA)	C.D.	05/09							CONTRATO No.	C.M. DIAZ	46000-18523			

Anexo B.2. Diagrama Unifilar.

One-Line Diagram - CDP-01_NC



Anexo B.3. Estudio de la demanda.



TABLA No. 9
ANÁLISIS DEL NÚMERO DE TRANSFORMADORES
OPCIÓN No 2 - CUATRO (04) TRANSFORMADORES 115/13,8 kV
CDP No 1 - ENLACE CERRADO

PROYECTO: "SUBESTACIÓN ELÉCTRICA NIF 115 kV".
 NIVEL DE TENSIÓN: 13,8 kV

IDENTIFICACIÓN/EQUIPOS	VALOR NOMINAL DE PLACA	CARGA EN OPERACIÓN NORMAL POTENCIA AL FRENO (KVA)	CARGA EN OPERACIÓN INTERMITENTE			RESERVA POTENCIA AL FRENO (KVA)	OBSERVACIONES	
			POTENCIA (KVA)	TIEMPO USO (H)	FACTOR DE USO			
TSA (S/E NIF)	300 KVA		300	8	1	300		
SALIDA PLANTA DE INYECCIÓN DE AGUA JABILLO	15MVA		15.000	8	1	15.000		
SALIDA CONSTRUCCIÓN DE REDES CAMPO FURRIAL	3MVA		3.000	8	1	3.000		
SALIDA EDIFICIO ADMINISTRATIVO DTTO. NORTE	2,5MVA		2.500	8	1	2.500		
SALIDA PROYECTO SOCIAL DEL ÁREA DEL FURRIAL	1,5MVA		2.500	8	1	2.500		
S/E GAS 4,16 kV	3,750 MVA			8	1	0		
S/E GAS 480 V	2,00 MVA			8	1	0		
K-14102A (S/E GAS 13,8 kV)	6,00 MVA			8	1	0		
K-14102B (S/E GAS 13,8 kV)	6,00 MVA			8	1	0		
K-14102C (S/E GAS 13,8 kV)	6,00 MVA	6.000		8	1	6.000		
K-24102A (S/E GAS 13,8 kV)	6,00 MVA			8	1	0		
K-24102B (S/E GAS 13,8 kV)	6,00 MVA			8	1	0		
K-34102A (S/E GAS 13,8 kV)	6,00 MVA	6.000		8	1	6.000		
S/E SECCIÓN AGUA	1,5 MVA			8	1	0		
S/E SECCIÓN CRUDO	1,5 MVA			8	1	0		
S/E SISTEMA CONTRA INCENDIO	1,00 MVA			8	1	0		
S/E SERVICIOS INDUSTRIALES	1,00 MVA		1.000,00	8	1	1.000		
TOTALES		0,00				36.300,00		
DEMANDA MÁXIMA 8 HORAS	36.300,00	Sumatoria de cargas de operación normal e intermitentes.						
DEMANDA MÁXIMA 15 MINUTOS	36.300,00	Sumatoria de cargas de operación normal, intermitentes y reserva (para casos de alternancia).						
RESERVA (20%)	7.260,00	20% de la demanda máxima en 8 horas.						
TOTAL (KVA)	43.560,00	Sumatoria de la demanda máxima en 8 horas más la reserva.						
CAPACIDAD NOMINAL DEL TRANSFORMADOR (KVA)		Valor comercial, próximo superior, de la capacidad estimada del transformador de potencia a seleccionar.						

Notas:

1. Para datos basados en cargas no firmes se debe multiplicar la demanda máxima por 1,2.

Anexo B.4. Resultados finales de análisis de cortocircuito del caso 3.



GERENCIA DE PROYECTOS MAYORES E&P ORIENTE
Proyecto Ampliación Sistema Eléctrico Oriente
- Documentos Técnicos -

DESCRIPCIÓN DEL CONTENIDO SUBPROYECTO: "SUBESTACIÓN ELÉCTRICA NIF 115/13.8 KV" FASE: INGENIERIA BÁSICA DOCUMENTO: MEMORIA DE CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO DISCIPLINA: ELECTRICIDAD N° SUBPROYECTO: AC104PMO0801-SE02	DOCUMENTO NÚMERO	
	AC104PMO0801-SE02D3-ED19003 NV-DB-1934-A-NIF-05EL02-003	
	REV. 2	FECHA: 22/05/2009

CASO 3: CONDICIONES ANORMALES - Cuatro (04) Transformadores						
Falla 3Φ	Falla L-T	Falla LL	Falla LL-T	Impedancia (%)	Equipo	Barra
31,446	0,4	27,233	27,333	7,5	CDP-01	1
31,466	0,4	27,233	27,333	7,5		2
27,454	0,4	23,875	23,974	7,5	CDP-02	1
27,353	0,4	23,875	23,974	7,5		2
25,828	0,4	22,368	22,467	10	CDP-01	1
25,828	0,4	22,368	22,467	10		2
21,899	0,4	18,994	19,093	10	CDP-02	1
21,899	0,4	18,994	19,093	10		2

Anexo B.5. Informe generado de la simulación del sistema en ETAP análisis de cortocircuito por la empresa PDVSA.



GERENCIA DE PROYECTOS MAYORES E&P ORIENTE
Proyecto Ampliación Sistema Eléctrico Oriente
- Documentos Técnicos -

DESCRIPCIÓN DEL CONTENIDO SUBPROYECTO: "SUBESTACIÓN ELÉCTRICA NIF 115/13.8 KV" FASE: INGENIERIA BÁSICA DOCUMENTO: MEMORIA DE CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO DISCIPLINA: ELECTRICIDAD N° SUBPROYECTO: AC104PMO0801-SE02	DOCUMENTO NÚMERO	
	AC104PMO0801-SE02D3-ED19003 NV-DB-1934-A-NIF-05EL02-003	
	REV. 2	FECHA: 22/05/2009
	Página 84 de 119	

Caso #3

Interruptores de Enlaces Cerrados. Falla en NIF-CDP-01, Barra N° 2,
 Cuatro (4) transformadores de 50 MVA con Impedancia de 7,5%.

Project: "Subestación NIF 115/13.8 kV"	ETAP	Page: 1
Location: Maturín, Edo. Monagas	5.0.3Z	Date: 22-04-2009
Contract:		SN: 85OTI30125
Engineer:	Study Case: BARRA 13.8kV	Revision: Base
Filename: ESQUEMA SE NIF		Config.: Normal

Short-Circuit Summary Report

1/2 Cycle - 3-Phase, LG, LL, & LLG Fault Currents

Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltage

Bus		3-Phase Fault			Line-to-Ground Fault			Line-to-Line Fault			*Line-to-Line-to-Ground		
ID	kV	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.
NIF-CDP-01_BARRA 2	13.80	2.247	-31.366	31.446	0.400	-0.005	0.400	27.164	1.946	27.233	-27.264	-1.945	27.333

All fault currents are symmetrical momentary (1/2 Cycle network) values in rms kA

* LLG fault current is the larger of the two faulted line currents

Project: "Subestación NIF 115/13.8 kV"	ETAP	Page: 2
Location: Maturín, Edo. Monagas	5.0.3Z	Date: 22-04-2009
Contract:		SN: 85OTI30125
Engineer:	Study Case: BARRA 13.8kV	Revision: Base
Filename: ESQUEMA SE NIF		Config.: Normal

Short-Circuit Summary Report

Bus		Positive Sequence Imp. (ohm)			Negative Sequence Imp. (ohm)			Zero Sequence Imp. (ohm)		
ID	kV	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance
NIF-CDP-01_BARRA 2	13.800	0.01810	0.25272	0.25337	0.01810	0.25272	0.25336	59.76543	0.28550	59.76611

Anexo B.6. Características del transformador de potencia.



Especificaciones de Transformadores de
Potencia 115/13,8 kV

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GARANTIZADAS

RENG	CARACTERÍSTICAS	UNIDAD	REQUERIDA	GARANTIZ
1.	General			
1.1	Fabricante	---	(1)	
1.2	Modelo	---	(1)	
1.3	Potencia Nominal	MVA	50/67	
1.4	Sistema de enfriamiento	---	ONAN/ONAF	
1.5	Norma	---	ANSI C57.12.00 ANSI C5712.90	
1.6	Tipo de Núcleo	---	Hojas de acero-silicio laminado en frío	
1.7	Material de los devanados	---	Cobre	
1.8	Ubicación	---	Intemperie	
1.9	Cantidad de fases	---	3	
1.10	Cantidad de arrollados	---	2	
1.11	Frecuencia	Hz	60	
1.12	Grupo de conexión	---	Dyn11	
1.11	Impedancia (en base 50 MVA) a 65°C	%	10	
1.12	Tipo de aceite	---	Aceite mineral	
1.13	Sistema de preservación del aceite		Tanque conservador.	
1.14	Nivel de ruido	db	70	
1.15	Color	---	Azul RAL-5012	
1.16	Aumentos de temperatura			
	- Arrollados	°C	65/65	
	- Punto mas caliente	°C	80/80	
	- Parte superior del aceite	°C	65/65	
2	Características eléctricas			
2.1	Arrollado primario			
2.1.1	Tensión Nominal	kV	115	
2.1.2	Clase de Aislamiento	kV	145	
2.1.3	Tensión de prueba de impulso a:			
	- Onda completa	kV	550	
	- Onda cortada	kV	605	
2.1.4	Tensión de prueba a frecuencia del sistema	kV	230	
2.1.5	Conexión	---	Delta	



Especificaciones de Transformadores de
Potencia 115/13,8 kV

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GARANTIZADAS

RENG	CARACTERÍSTICAS	UNIDAD	REQUERIDA	GARANTIZ
2.2	Arrollado secundario			
2.2.1	Tensión Nominal	kV	13.8	
2.2.2	Clase de Aislamiento	kV	15	
2.2.3	Tensión de prueba de impulso a:			
	- Onda completa	kV	110	
	- Onda cortada	kV	120	
2.2.4	Tensión de prueba a frecuencia del sistema	kV	34	
2.2.5	Conexión	---	Estrella con neutro accesible	
2.3	Corriente de excitación a:			
	- 100 % del voltaje nominal	A	(1)	
	- 110 % del voltaje nominal	A	(1)	
2.4	Perdidas			
	- En el cobre sin carga a voltaje nominal a 75 °C	kW	(1)	
	- Sistemas auxiliares	kW	(1)	
	- Perdidas máximas totales a plena carga	kW	(1)	
2.5	Eficiencia al factor de potencia			
	- A plena carga	%	(1)	
	- A 75% de plena carga	%	(1)	
	- A 50% plena carga	%	(1)	
	- A 25% plena carga	%	(1)	
2.6	Eficiencia con fp inductivo de 0,8 a plena carga			
	- A 75% de plena carga	%	(1)	
	- A 50% plena carga	%	(1)	
	- A 25% plena carga	%	(1)	
2.7	Regulación a plena carga:			
	- Con factor de potencia igual 1	%	(1)	
	- Con factor de potencia inductivo igual a 0,8	%	(1)	
	- Conexiones externas			
2.8	Aisladores pasatapas del primario			
2.8.1	Tipo	---	(2)	
2.8.2	Ubicación	---	Cubierta	
2.8.3	Cantidad	---	3	
2.8.4	Clase de aislamiento	kV	145	
2.8.5	Tensión nominal	kV	115	
2.8.6	Corriente nominal	A	(1)	
2.8.7	Tensión de prueba de impulso a:			
	- Onda completa	kV	650	
	- Onda cortada (2 μs)	kV	838	
	- Onda cortada (3 μs)	kV	750	
2.8.8	Tensión de prueba a frecuencia del sistema			
	- Seco (1 minuto)	kV	310	
	- Húmedo (10 segundos)	kV	275	
2.8.9	Distancia de fuga (mínimo)	mm.	2340	
2.8.10	Cantilever	N	(1)	
2.8.11	Color	---	Marrón	
2.9	Aislador pasatapas del secundario			
2.9.1	Tipo	---	(2)	
2.9.2	Ubicación	---	Ducto en pared	
2.9.3	Cantidad	---	3	
2.9.4	Clase de aislamiento	kV	34,5	
2.9.5	Tensión nominal	kV	13,8	
2.9.6	Corriente nominal	A	(1)	
2.9.7	Tensión de prueba de impulso a:			
	- Onda completa	kV	200	
	- Onda cortada (2 μs)	kV	-	
	- Onda cortada (3 μs)	kV	230	
2.9.8	Tensión de prueba a frecuencia del sistema			
	- Seco (1 minuto)	kV	80	
	- Húmedo (10 segundos)	kV	75	
2.9.10	Distancia de fuga (mínimo)	mm.	560	
2.9.11	Cantilever	N	(1)	
2.9.12	Color	---	Marrón	
2.10	Aislador pasatapas neutro del secundario			
2.10.1	Tipo	---	(2)	
2.10.2	Ubicación	---	Cubierta	

Anexo B.7. Características del interruptor de potencia.



ESPECIFICACIONES DE INTERRUPTORES DE POTENCIA DE 115 kV

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GARANTIZADAS

ITEM	CARACTERÍSTICAS	UNIDAD	REQUERIDO	GARANTIZ.	OBSERV
1.	Fabricante	-	(1)		
2.	Modelo y Operación	-	Monopolar		
3.	Tipo	-	Tanque Vivo		
4.	Montaje	-	Exterior- Intemperie		
5.	Tensión Nominal	kV rms	115		
6.	Tensión máxima de diseño	kV rms	145		
7.	Norma Básica	-	ANSI-C.37.04		
8.	Nivel de aislamiento a frecuencia industrial				
8.1.	Húmedo (10s)	kV rms	275		
8.2.	Seco (1 min)	kV rms	310		
9.	Tensión de prueba a las ondas de choque 1.2/50 μ s	kV pico	650		
10.	Corriente nominal	A	2500		
11.	Capacidad de interrupción en cortocircuito	kA rms	31.5		
12.	Frecuencia	Hz	60		
13.	Máx. Incremento de temp. Sobre la temp. Ambiente.	°C	65		
14.	Capacidad de cierre	kA rms	100		
15.	Corriente de interrupción de líneas en vacío.	A	80		
16.	Corriente de interrupción de cables en vacío.	A	160		
17.	Capacidad de interrupción corrientes inductivas	kA pico	16		
18.	Capacidad de interrupción en discordancia de fases	kA rms	10		
19.	Número de polos	-	3		
20.	Capacidad de corte de cargas capacitivas	A	315		
21.	Corriente magnetizante	A	(2)		
22.	Factor (k) de rango de tensión	-	1		

EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DIVISIÓN ORIENTE	AC104PMO0801-SE02D3-ED20023	Rev.	1	PÁG.
		FECHA	May-10	29 de 31


**ESPECIFICACIONES DE INTERRUPTORES DE
POTENCIA DE 115 kV**
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GARANTIZADAS

ITEM	CARACTERÍSTICAS	UNIDAD	REQUERIDO	GARANTIZ.	OBSERV
23.	Tiempo nominal de cierre	ms	120		
24.	Tiempo mínimo de apertura	ms	30		
25.	Tiempo total nominal de interrupción	ms	50		
26.	Ciclo de operación	-	A-0,3s-CA / 180 s-CA		
27.	Discordancia de polos	ms	5		
28.	Acabado	-	Marrón		
29.	Numero de cámaras por polo	-	1		
30.	Mecanismo tipo	-	Motor - Resorte		
30.1	Cantidad mínima de operaciones sin alimentación de los Servicios Auxiliares	-	5		
31.	Factores para mant. de las cámaras:				
31.1	Intervalo de tiempo	-	(1)		
31.2	kA acumulados	-	(1)		
32.	Factor que define la necesidad. de mant. del mecanismo:				
32.1.	Intervalo de tiempo	-	(1)		
32.2.	Número de operaciones acumuladas	-	(1)		
33.	Servicios auxiliares para el control:				
33.1.	Número de bobinas de disparo por polo	-	2		
33.2.	Tensión nominal de la bobina de cierre	Vcc	125		
33.3.	Rango de tensión de la bobina de cierre	Vcc	90-140		
33.4.	Tensión nominal de la bobina de apertura	Vcc	125		
33.5.	Rango de tensión de la bobina de apertura	Vcc	90-140		

EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DIVISIÓN ORIENTE	AC104PMO0801-SE02D3-ED20023	Rev.	1	PÁG.
		FECHA	May-10	30 de 31

Anexo B.8. Características del seccionador de potencia.**Especificaciones de Seccionadores de 115 kV****Tabla n° 4:** Características técnicas garantizadas de seccionadores de doble apertura

	CARACTERÍSTICAS	UND	REQUERIDA	GARANTIZADA	OBSV.
1	Fabricante:				
2	Modelo:				
3	Catálogo:				
4	Norma Básica:		ANSI 37.32-2002		
5	Tipo de uso	–	A intemperie		
6	Mando	--	Manual/Motorizado		
7	Tipo	--	Tripolar		
8	Montaje	--	Horizontal		
9	Apertura		Doble apertura horizontal		
10	Tensión nominal de la Red	kV rms	115		
11	Tensión máxima de diseño	kV rms	145		
12	Tensión de prueba a frecuencia industrial (1 min) seco	kV rms	280		
13	Tensión de prueba a frecuencia industrial (10 s)	kV rms	230		

EXPLORACION Y PRODUCCION DIVISION ORIENTE	AC104PMO0801-SE02D3-ED20022	REV	1	PAG
		FECHA	May-10	33 de 36



Especificaciones de Seccionadores de 115 kV

CARACTERÍSTICAS	UND	REQUERIDA	GARANTIZADA	OBSV.
húmedo				
14 Limite de RIV a 1MHz	μV	500		
15 Corona (tensión de prueba)	kV rms	92		
16 Tensión de prueba de onda (BIL) 1.2 x 50 μs	kV pico	550		
17 Corriente nominal	A rms	2500		
18 Corriente momentánea (3 segundos)	kA rms	44		
19 Corriente pico permisible	kA pico	114		
20 Frecuencia nominal	Hz	60		
21 Espaciamientos mínimos				
21.1. Fase-fase	mm	3050		
21.2. Fase-tierra	mm	1067		
22 Contactos Auxiliares				
22.1. Cantidad de contactos NA		24		
22.2. Cantidad de contactos NC		24		
22.3. Tensión de contactos auxiliares	Vcc	125		

EXPLORACION Y PRODUCCION DIVISION ORIENTE	AC104PMO0801-SE02D3-ED20022	REV	1	PAG
		FECHA	May-10	34 de 36

Anexo B.9. Características del transformador de corriente (TC).**ESPECIFICACIONES DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE**

CARACTERÍSTICAS		UND	REQUERIDA	GARANTIZADA	OBSERVACIONES
1.	Modelo:	-	(Nota 1)		
2.	Catálogo:	-	(Nota 1)		
3.	Norma Básica:	-	IEC 60044		
4.	Norma Complementaria	-	ANSI C57.13		
5.	Tipo	-	Pedestal		
6.	Tensión del Sistema		115 kV		
7.	Tensión de diseño		145 kV		
8.	Frecuencia	Hz	60		
9.	Tensión Nominal	kV rms	66,47		
10.	Máxima tensión de Utilización	kV rms	84,79		
11.	Corriente nominal primaria	A	2500		
12.	Nº de fases	-	1		
13.	Relación de transformación nominal	A	2500-1500-1000-500		
14.	Número de arrollados secundarios:	Und	-		
	14.1 Protección	Und	4		

EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DIVISIÓN ORIENTE	AC104PMO0801-SE02D3-ED20025	REV	0	PAG
		FECHA	May-10	28 de 30



ESPECIFICACIONES DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

CARACTERÍSTICAS		UND	REQUERIDA	GARANTIZADA	OBSERVACIONES
	14.2 Medición	Und	2		
15.	Corriente de arrollados secundarios:	Amp	-		
	15.1 Protección	Amp	1		
	15.2 Medición	Amp	5		
16.	Nivel de aislamiento a las Ondas de choque de 1,2x50 s	kV rms	650		
17.	Nivel de aislamiento a frecuencia industrial (1min)	kV rms	275		
18.	Clase de precisión:		5P20		
19.	Potencia de Precisión para protección	VA	25		
20.	Clase de precisión para medición:		75 VA 0,2		
21.	Corriente de cortocircuito (1 segundo)	kA	40		
22.	Máximo aumento de Temperatura de los arrollados a la corriente nominal	° C	65		
23.	Corriente nominal dinámica	kA pico	100		
24.	Factor de seguridad (para núcleos de medición)		$F_s \leq 5$		
25.	Factor de sobrecarga (corriente nominal térmica permanente)		1,2		
26.	Aisladores				
	26.1 Material	-	Porcelana		
	26.2 Color	-	Marrón		

Anexo B.10. Características del transformador de potencial (TP).



Especificaciones de Transformadores de Tensión 115 kV

Tabla N°. 2

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GARANTIZADAS

ÍTEM	CARACTERÍSTICAS	UNIDAD	REQUERIDO	GARANT.	OBSERV.
1.	Fabricante	-	(1)		
2.	Modelo	-	(1)		
3.	Tipo	-	Capacitivo		
4.	Montaje	-	Exterior		
5.	Tensión Nóminal del sistema	kVrms	115		
6.	Tensión Nominal Primaria	kVrms	$115/\sqrt{3}$		
7.	Tensión máxima del sistema	kVrms	145		
8.	Relación de transformación	-	$115.000/\sqrt{3}:115/115/\sqrt{3}$		
9.	Frecuencia	Hz.	60		
10.	Tensión de ensayo a baja frecuencia. - 1 Minuto seco - 10 Segundos húmedo	KVrms KVrms	275 230		
11.	Tensión de ensayo de onda de impulso 1.2/50 μ s	kVpico	650		
12.	Máximo incremento de temperatura sobre la temperatura ambiente.	°C	55		
13.	Numero de arrollados secundarios	-	2		
14.	Clase de precisión (IEC) - Núcleo de medición - Núcleo de protección	- -	0,2 CL: 3P WXYZ-ZZ		
15.	Potencia de precisión	VA	200		
16.	Capacidad nominal mínima	(pF)	6000		
17.	Distancia específica de fuga	mm/kVLL	25		
18.	Terminales conexión primaria	Kcmil	NEMA 4 Huecos 500 - 1024		
19.	Terminales conexión secundaria	AWG	Bornera 14 - 8		

EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DIVISIÓN ORIENTE	AC104PMO0801-SE02D3-ED20026	REV	0	PAG
		FECHA	May-10	23 de 24

Anexo B.11. Características del descargador de sobretensión.


**ESPECIFICACIONES DE
DESCARGADORES DE SOBRETENSION**
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GARANTIZADAS

ÍTEM	CARACTERÍSTICAS	UNIDAD	REQUERIDO	GARANTIZ.	OBSERV.
1	Fabricante	-	(1)		
2	Modelo	-	(1)		
3	Catálogo	-	(1)		
4	Clase IEEE	-	Estación		
5	Tipo	-	ZnO	Última Generación	
6	Material	-	Porcelana		
7	Norma	-	IEEE Std.C 62.11, 62.22 IEC 60099-4		
8	Montaje	-	Exterior		
9	Tensión Nominal del sistema	kV rms	115		
10	Tensión máxima de la red	kV rms	123		
11	Tensión máxima de diseño	kV rms	145		
12	Nivel de aislamiento a onda 1.2x50 μs	kV pico	(1)		
13	Nivel Básico de Aislamiento del sistema	kV pico	650		
14	Tipo de puesta a tierra	-	Solidamente Puesto a Tierra		
15	Frecuencia	Hz	60		
16	Tensión Nominal del Descargador	kV rms	108		IEEE Std C62.11-199
17	Tensión máxima continua de operación (MCOV)	kV rms	84		IEEE Std C62.22-199
18	Sobretensión temporal mínima, después de oper. del Descargador a su capacidad energética (TOV) - 1 segundo - 10 segundos	kV rms kV rms	(1) (1)		
19	Capacidad de alivio de presión	kA rms	(1)		
20	Corriente de descarga nominal	kA	10		
21	Corriente de impulso 4/10μs	kA	65		IEEE Std C62.11-199
22	Tensión residual máxima 8/20μs 5 kA 10 kA 20 kA 40 kA	kV pico kV pico kV pico	(1) (1)		

EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DIVISIÓN ORIENTE	AC104PM00801-SE02D3-ED20024	Revisión	0	Página
		Fecha	18/05/10	17 de 18



**ESPECIFICACIONES DE
DESCARGADORES DE SOBRETENSION**

		kV pico	(1) (1)		
23	Tensión residual max. 30/60 μ s 1 kA 2 kA 3 kA	kV pico kV pico kV pico	(1) (1) (1)		
24	Distancia específica de fuga	mm/kV _{LL}	25		
25	Clase de descarga de línea (según IEC 60099-4)	----	3		
26	Peso	kg	(1)		
27	Tensión de Ensayo a Baja Frecuencia Seco 1 minuto	kV rms	310		IEEE Std C57.19.01-200
28	Tensión de Ensayo a Baja Frecuencia Húmedo 10 seg	kV rms	275		IEEE Std C57.19.01-200
29	Resistencia a la Flexión (Canteliver)	kgf	998		
30	Resistencia a Compresión	kgf	34020		
31	Resistencia a Tensión	kgf	11340		
32	Resistencia a Torsión	kgf.m	1037		
33	Contador de descargas Medidor de corriente de fuga	----	(1)		
34	Bases de aislamiento	----	Si		
35	Estructura de montaje	----	Si		
36	Color de la porcelana	----	Gris		

(1) Información a ser suministrada por el fabricante

EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DIVISIÓN ORIENTE	AC104PMO0801-SE02D3-ED20024	Revisión	0	Página
		Fecha	18/05/10	18 de 18

Anexo B.12. Resumen de memoria de cálculo de la subestación NIF.

MEMORIA DE CALCULO PARA LA SUBESTACION NIF 115/13.8 kV

- **Estudio de corto circuito**

Información

Con el objetivo y la finalidad de aumentar la confiabilidad conjuntamente con la capacidad de suministro de energía del sistema eléctricos los equipos asociados a los procesos de explotación petrolera del campo El Furrial, para cubrir el incremento de potencia y demanda previstos en el plan de siembra petrolera 2006-2012, se desarrolló el proyecto: “SUBESTACIÓN ELECTRICA NIF 115/13,8 kV”.

La subestación NIF en 115/13.8 kV, cuyo diseño es de interruptor y medio a 115 kV y barra simple seccionada a 13.8 kV, está alimentada a través de una línea simple terna a 115 kV, desde la subestación el furrial EDELCA y de una doble terna que proviene de una línea de transmisión que interconecta la subestación Furrial EDELCA con la subestación Jusepín II, es decir esta línea es desviada hasta la nueva subestación NIF.

- **Alcance del estudio**

En esta sección del documento se presenta el estudio de cortocircuito para la subestación NIF en donde se muestran los niveles de cortocircuito para la falla trifásica, en nivel de tensión de 13.8 kV; en barras asociadas a las salidas de la subestación NIF.

Normas y planos de referencia

Normas y planos	
Comisión Electrotécnica Internacional	
IEC 60909	Corrientes de cortocircuito
Diagrama unifilar de la subestación NIF	
Diagrama desarrollado en el software ETAP (12.6.0).	“Ingeniería básica para las nuevas instalaciones el Furrial”

Consideraciones generales para el estudio de cortocircuito.

El cálculo se realizó tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

La impedancia de los conductores que alimentan las salidas de la subestación NIF fue despreciada con el propósito de tomar una condición de diseño más severa, además se incluyó el total de cargas a instalar en funcionamiento continuo.

La impedancia asignada a los transformadores de potencia de 50 MVA se fija en un valor del 10% en el plano unifilar simplificado, sin embargo, se evaluarán las corrientes de cortocircuito para un 25% de este valor, con el objetivo de contar con una banda de seguridad al momento de adquisición de los mismos.

Para realizar el estudio de cortocircuito es necesario evaluar diversos casos y determinar dónde se presente el mayor nivel de cortocircuito, bien puede ser trifásico, bifásico o monofásico, y en el sistema eléctrico de la subestación NIF 115/13.8 kV, se presenta el mayor nivel de cortocircuito y este es trifásico por lo cual los resultados presentados en el **Anexo B.4**. Por PDVSA.

Durante la operación de mantenimiento de uno de los cuatro transformadores de 50 (MVA) que alimentan en esquema secundario selectivo a los centros de distribución de potencia de la subestación NIF en 13.8 kV, como en la figura mostrada a continuación, el interruptor de enlace de las barras de 13.8 kV que opera normalmente abierto este cerrado para mantener ambas secciones de las barras energizadas con un solo transformador.

Estudio de flujo de potencia

Cuatro Transformadores 115-13,8 Kv

En el análisis de esta opción se evalúa que las cargas se han distribuido en dos centros de distribución de potencia CDP, cada uno con dos barras unidas por medio de un interruptor de enlace y cada una de las cargas conectadas tendrá un esquema de secundario selectivo.

Demanda en la Barra 1 y 2 con interruptor de enlace cerrado, en este caso se analiza la carga conectada a las barras con el interruptor de enlace cerrado. La demanda se puede verificar en el **Anexo B.3**.

La demanda total de la carga conectada al CDP (NIF) es de 36,3 MVA (≈ 36 MVA), lo cual al aplicarle el factor de contingencia inicial (20%) nos dará la capacidad que deberá tener el transformador.

$$T_{CT} = 1,2 \cdot \text{Dem}(\text{total})(\text{MVA})$$

$$T_{CT} = 1,2 \cdot 36(\text{MVA})$$

$$T_{CT} = 43 \text{ (MVA)}$$

En este caso tomamos como potencia nominal 50 MVA potencias normalizadas en la normativa IEC 60076-1, luego a aplicar el factor de incremento para la etapa de ventilación ONAF con (33%) se tiene:

$$T_{CT_ONAF} = 1,33 \cdot 50 \text{ (MVA)}$$

$$T_{CT_ONAF} = 67 \text{ (MVA)}$$

Para esta capacidad de diseño, el transformador debe poder soportar toda la carga conecta a un (Incremento de carga futuro)

a) TRANSFORMADOR DE POTENCIA.

Hace referencia a la normativa IEC 60076

- **Condiciones del sistema eléctrico**
 - ✓ Tensión nominal del sistema: 115 kV.
 - ✓ Neutro: Efectivamente puesto a tierra.
 - ✓ Frecuencia: 60 Hz.
 - ✓ Nivel Básico de Aislamiento: 650 kV pico.
 - ✓ Máximo nivel de cortocircuito simétrico: 31,5 kA
 - ✓ Tensión Máxima de Diseño: 145 KV.

- **Condiciones Ambientales**

Los transformadores de potencia en 115 kV serán tipo intemperie, a fin de protegerlos contra la acción de hongos, parásitos, salitre y polvos corrosivos. Estarán diseñados para operación exterior bajo las siguientes condiciones ambientales que prevalecen en la Subestación NIF.

- ✓ Temperatura
 - Promedio: 80 °F (26,67 °C).
 - Máxima promedio: 90 °F (32,22 °C).
 - Mínima promedio: 69 °F (25,55 °C).
- ✓ Humedad Relativa Promedio: 77 %
- ✓ Tipo de Clima: Cálido - Lluvioso
- ✓ Viento Dirección dominante: Este – Noreste. Velocidad Promedio: 9.61 Km/h.
- ✓ Altura promedio: 180 m.s.n.m

- ✓ IEC 60815 define cuatro niveles de contaminación, se seleccionó el nivel de contaminación fuerte que corresponde a una distancia de fuga de 25 mm/kV.
- ✓ Sistema de enfriamiento.

El sistema de enfriamiento natural (ONAN) consistirá de radiadores, dispuestos en grupos y fijados al tanque principal, mediante válvulas aislantes de un cuarto de vuelta tipo compuerta. El sistema de enfriamiento por ventilación forzada (ONAF) consistirá de ventiladores

- **Características técnicas.**

Las características técnicas se detallan en el **Anexo B.6.**

b) TRANSFORMADOR DE CORRIENTE

Hace referencia a la IEC 60044

- **Condiciones del sistema eléctrico.**

- ✓ Tensión nominal del sistema: 115 kV.
- ✓ Neutro: Efectivamente puesto a tierra.
- ✓ Frecuencia: 60 Hz.
- ✓ Nivel Básico de Aislamiento: 650 kV pico.
- ✓ Máximo nivel de cortocircuito simétrico: 31, 5 kArms
- ✓ Tensión Máxima de Diseño: 145 kV.

- **Condiciones Ambientales.**

- ✓ Temperatura
 - Promedio: 80 °F (26,67 °C).
 - Máxima promedio: 90 °F (32,22 °C).
 - Mínima promedio: 69 °F (25,55 °C).
- ✓ Humedad Relativa Promedio: 77 %
- ✓ Tipo de Clima: Cálido - Lluvioso
- ✓ Viento Dirección dominante: Este – Noreste. Velocidad Promedio: 9.61 Km/h.
- ✓ Altura promedio: 180 m.s.n.m.

- **Requerimientos generales**

- ✓ Capacidad de Corriente de Cortocircuito.

Los Transformadores de Corriente deben ser diseñados para resistir los esfuerzos Eléctricos, Mecánicos y Térmicos originados por las corrientes de cortocircuito de 31,5 kA, y deberá soportar esta condición al menos durante 1 seg.

- ✓ Cableado

Las borneras para cableado de conexiones, deberán ser adecuadas para alojar conductores calibre # 8 AWG.

- ✓ Burden y clase de precisión: Se determina el burden en base a la placa de características los voltamperios (VA) de los relés más el burden que se genera por las pérdidas de los conductores.

- ✓ Características técnicas.

Las características técnicas se detallan en el **Anexo B.9.**

c) TRANSFORMADOR DE TENSIÓN (TP)

De la misma manera posee las mismas características que el transformador de corriente, es decir las mismas condiciones del sistema eléctrico y las condiciones ambientales.

- **Requerimientos generales**

Los transformadores de tensión deberán ser del tipo capacitivo, monofásico, con tensión de operación de 115 kV, 60 Hz y deberán soportar un aumento de temperatura hasta 65 °C.

Las características del diseño serán tal, que todas las superficies metálicas exteriores sean de aleación de aluminio, resistentes a factores ambientales; la distancia mínima de fuga de los aisladores será igual o mayor a 25 mm/Kv

- ✓ Cableado

Terminales de Conexión Secundaria: Tipo: Bornera. Calibre de Conductor: 14 AWG-8 AWG.

Material del Conductor: Cobre

- ✓ Características técnicas.

Las características técnicas se detallan en el **Anexo B.10.**

d) INTERRUPTOR DE POTENCIA

De la misma manera posee las mismas características que el transformador de corriente, es decir las mismas condiciones del sistema eléctrico y las condiciones ambientales.

- **Requerimientos generales**

- ✓ Medio de Extinción del Arco: Los polos del interruptor deben estar en compartimentos independientes, serán del tipo presión simple con gas hexafluoruro de azufre (SF₆) como medio aislante.

- ✓ Capacidad de Corriente de Cortocircuito.

Los Transformadores de Corriente deben ser diseñados para resistir los esfuerzos Eléctricos, Mecánicos y Térmicos originados por las corrientes de cortocircuito de 31,5 kA, y deberá soportar esta condición al menos durante 1 seg.

- ✓ Capacidad de Corriente de cierre.

Este valor se determina haciendo uso de la corriente de cortocircuito multiplicando 2,6 veces, en el margen de los 60 Hz que menciona la normativa, está corriente permitirá el cierre del interruptor en la etapa transitoria del cortocircuito.

- ✓ Características técnicas.

Las características técnicas se detallan en el **Anexo B.7.**

e) **SECCIONADOR DE POTENCIA**

De la misma manera posee las mismas características que el transformador de corriente, es decir las mismas condiciones del sistema eléctrico y las condiciones ambientales.

- **Requerimientos generales**

Los seccionadores establecidos por PDVSA son tripolares de apertura central horizontal, cuchillas giratorias, montaje horizontal, tipo intemperie, de accionamiento manual y motorizado tripolar. Incluirán cuchillas de puesta a tierra de accionamiento manual.

- ✓ Capacidad de Corriente de Cortocircuito.

Los Transformadores de Corriente deben ser diseñados para resistir los esfuerzos Eléctricos, Mecánicos y Térmicos originados por las corrientes de cortocircuito de 31,5 kA, y deberá soportar esta condición al menos durante 1 seg.

- ✓ Capacidad de Corriente de dinámica.

Este valor se determina haciendo uso de la corriente de cortocircuito multiplicando 2,6 veces, en el margen de los 60 Hz que menciona la normativa, está corriente soporta los fenómenos físicos al producirse un cortocircuito.

- ✓ Características técnicas.

Las características técnicas se detallan en el **Anexo B.8.**

f) **DESCARGADOR DE SOBRETENSIÓN**

De la misma manera posee las mismas características que el transformador de corriente, es decir las mismas condiciones del sistema eléctrico y las condiciones ambientales.

- **Requerimientos generales**

El equipo debe ser tipo Óxido Metálico con envolvente de porcelana, tipo intemperie, incluyendo todos los accesorios necesarios para su operación satisfactoria.

El descargador de sobretensión debe tener capacidad de corriente de descarga de 10 kA, perteneciente a una clase de línea 3 es decir estos parámetros representa a la robustez de la subestación establecidos estos valores en la IEC 60099.

- ✓ Características técnicas.

Las características técnicas se detallan en el **Anexo B.11.**

Anexo C: Caso base dos, subestación Chimbote 1.

Anexo C.1. Interruptor de Potencia.

Tabla de Características Técnicas Interruptor lado de 138 kV

Nº	DESCRIPCION	UNIDAD	CARACTERISTICAS TECNICAS
1	DATOS GENERALES		
1,1	Tipo		Tanque vivo
1,2	Medio de extinción del arco		SF6
1,3	Altitud de instalación	m.s.n.m.	1000
1,4	Norma de fabricación		IEC 62271-100
2	DATOS NOMINALES Y CARACTERISTICAS		
2,1	Frecuencia nominal	Hz	60
2,2	Características de tensión:		
	- Tensión nominal del sistema	kV	138
	- Tensión máxima del equipo	kV	145
2,3	Nivel de aislamiento:		
	- Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial, 1 min	kV	275
	- Tensión de sostenimiento al impulso 1,2/50 us	kVp	650
2,4	Características de corriente:		
	- Corriente nominal en servicio continuo	A	1600
	- Corriente de corte nominal en cortocircuito	kA	31,5
	- Corriente de cierre nominal en cortocircuito	kAp	80
2,5	Dispositivo de mando		
	- Funcionamiento		Tripolar
	- Tipo de mecanismo de operación		Por resortes
	- Operación del mecanismo:		
	. Manual		Si
	. Eléctrico (local y remoto)		Si
	- Tensión de alimentación del motor	Vcc	220
	- Tensión auxiliar (mandos y señalización)	Vcc	220
	- Tensión auxiliar (calefacción)	Vca	220
2,6	Aislador:		
	- Material		Porcelana
	- Línea de fuga específica	mm/kV	31
	- Línea de fuga total	mm	4495

Anexo C.2. Seccionador de Potencia.

4 Tabla de Características Técnicas Seccionador lado de 138 kV

Nº	DESCRIPCION	UNIDAD	CARACTERISTICAS TECNICAS
1	DATOS GENERALES		
1.1	Tipo		Apertura central
1.2	Altitud de instalación	m.s.n.m.	1000
1.3	Norma de fabricación		IEC 62271-102
2	DATOS NOMINALES Y CARACTERISTICAS		
2.1	Frecuencia nominal	Hz	60
2.2	Características de tensión:		
	- Tensión nominal del sistema	kV	138
	- Tensión máxima del equipo	kV	145
2.3	Nivel de aislamiento:		
	- Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial, 1 min (entre fase y tierra)	kV	275
	- Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial, 1 min (entre terminales abiertos)	kV	315
	- Tensión de sostenimiento al impulso 1,2/50 us (entre fase y tierra)	kVp	650
	- Tensión de sostenimiento al impulso 1,2/50 us (entre terminales abiertos)	kVp	750
2.4	Características de corriente:		
	- Corriente nominal en servicio continuo	A	1600
	- Corriente de cortocircuito de corta duración	kA	31,5
	- Corriente de cortocircuito dinámica	kAp	80
2.5	Dispositivo de mando:		
	- Funcionamiento		Tripolar
	- Tipo de mecanismo de operación		Motorizado
	- Operación del mecanismo:		
	. Manual		Si
	. Eléctrico (local y remoto)		Si
	- Enclavamiento mecánico entre el seccionador y sus cuchillas de puesta a tierra		Si
	- Tensión de alimentación del motor	Vcc	220
	- Tensión auxiliar (mandos y señalización)	Vcc	220
	- Tensión auxiliar (calefacción)	Vca	220
2.6	Aislador:		
	- Material		Porcelana
	- Línea de fuga específica	mm/kV	31
	- Línea de fuga total	mm	4495

Anexo C.3. Transformador de Potencia.

Tabla de Características Técnicas

Nº	DESCRIPCION	UNIDAD	CARACTERISTICAS TECNICAS
1	DATOS GENERALES		
1.1	Tipo		Trifasico Tres devanados
1.2	Altitud de instalación	m.s.n.m.	1000
1.3	Norma de fabricación		IEC 76
2	DATOS NOMINALES Y CARACTERISTICAS		
2.1	Frecuencia nominal	Hz	60
2.2	Características de tensión:		
	- Tensión nominal del sistema		
	Devanado primario	kV	138
	Devanado secundario	kV	22,9
	Devanado terciario	kV	13,8
	- Tensión máxima del equipo		
	Devanado primario	kV	145
	Devanado secundario	kV	24
	Devanado terciario	kV	17,5
2.3	Nivel de aislamiento:		
	- Devanado primario		
	Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial, 1 min	kV	275
	Tensión de sostenimiento al impulso 1,2/50 us	kVp	650
	- Devanado secundario		
	Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial, 1 min	kV	50
	Tensión de sostenimiento al impulso 1,2/50 us	kVp	145
	- Devanado terciario		
	Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial, 1 min	kV	38
	Tensión de sostenimiento al impulso 1,2/50 us	kVp	95
2.4	Potencia nominal continua		
	- Natural (ONAN)	MVA	
	- Primera etapa (ONAF)	MVA	10/10/5
2.5	Grupo de conexión		YN-yn-D
2.6	Relación de transformación en vacío		
	- Primario	kV	138 +/- 8 x 1.25%
	- Secundario	kV	22,9
	- Terciario	kV	13.8
2.7	Nivel de cortocircuito	kA	31,5
2.8	Conmutador regulación bajo carga		
	- Tipo		MR o similar
	- Amplitud de regulación	%	+/- 10%
	- Número de posiciones		17
2.4	Aislador:		
	- Material		Porcelana
	- Línea de fuga específica	mm/kV	31

Anexo C.4. Transformador de corriente (TC).

.6.4 Tabla de Características Técnicas Transformador de Corriente celda lado 138 kV

Nº	DESCRIPCION	UNIDAD	CARACTERISTICAS TECNICAS
1	DATOS GENERALES		
1.1	Tipo		Columna
1.2	Altitud de instalación	m.s.n.m.	1000
1.3	Norma de fabricación		IEC 60044
2	DATOS NOMINALES Y CARACTERISTICAS		
2.1	Frecuencia nominal	Hz	60
2.2	Características de tensión:		
	- Tensión nominal del sistema	kV	138
	- Tensión máxima del equipo	kV	145
2.3	Nivel de aislamiento:		
	- Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial, 1 min	kV	275
	- Tensión de sostenimiento al impulso 1,2/50 us	kVp	650
2.4	Relación de transformación:		
	- Corriente nominal del primario	A	300-600
	- Corriente nominal de los secundarios	A	5
	- Número de núcleos		4
	- Consumo y clase de precisión:		
	. Núcleo 1 (protección)		20 VA - 5P30
	. Núcleo 2 (protección)		20 VA - 5P30
	. Núcleo 3 (protección)		20 VA - 5P30
	. Núcleo 4 (medición)		20 VA - 0,2
2.5	Corriente de cortocircuito térmica asignada (I _{th})	kA	31,5
2.6	Aislador:		
	- Material		Porcelana
	- Línea de fuga específica	mm/kV	31
	- Línea de fuga total	mm	4495

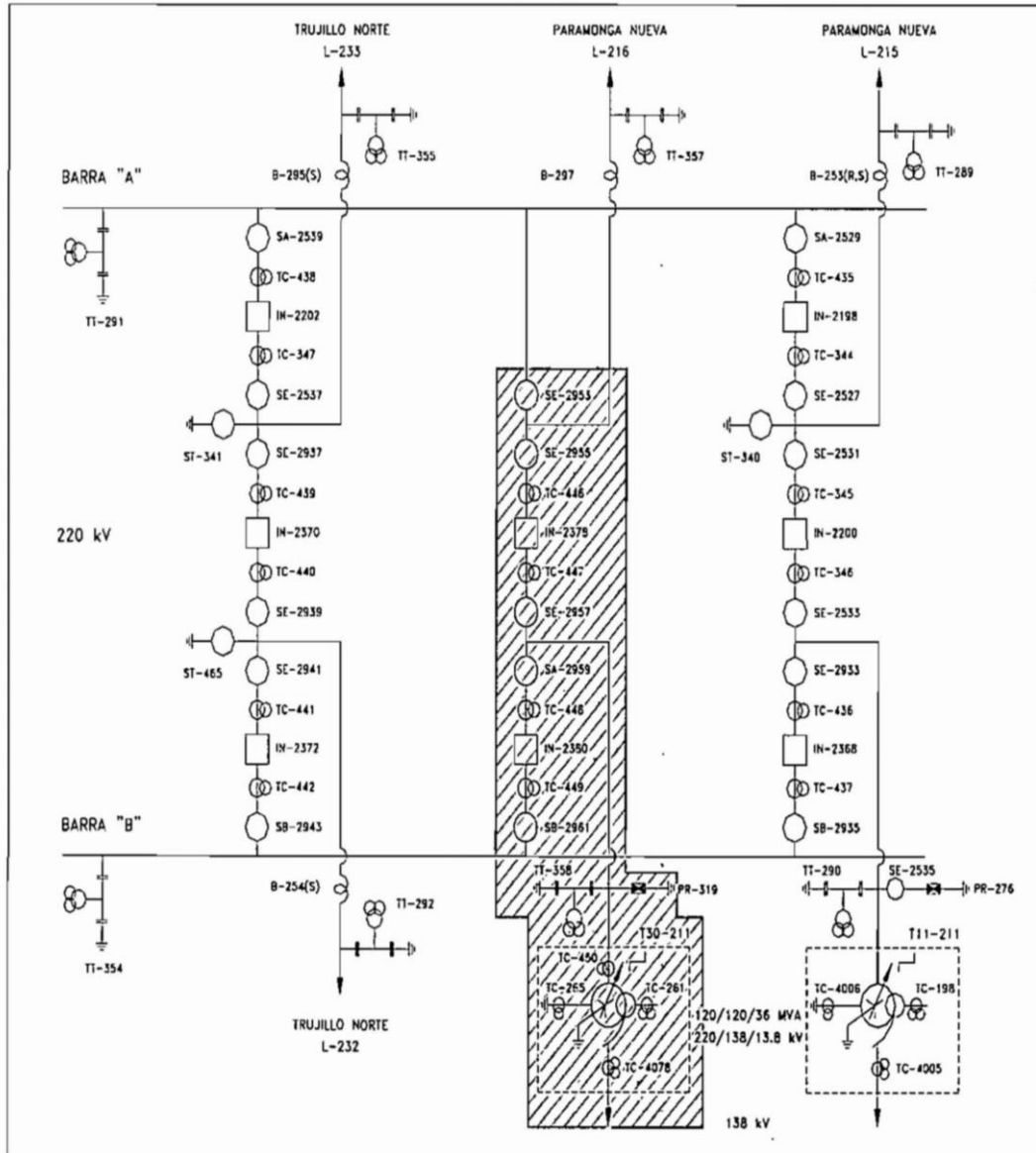
Anexo C.5. Descargador de sobretensión.

I Tabla de Características Técnicas pararrayos lado 138 KV

Nº	DESCRIPCION	UNIDAD	CARACTERISTICAS TECNICAS
1	DATOS GENERALES		
1.1	Tipo		Oxido Metálico
1.2	Altitud de instalación	m.s.n.m.	1000
1.3	Norma de fabricación		IEC 60099
2	DATOS NOMINALES Y CARACTERISTICAS		
2.1	Frecuencia nominal	Hz	60
2.2	Características de tensión:		
	- Tensión nominal del sistema	kV	138
	- Tensión máxima del equipo	kV	145
	- Tensión nominal del Pararrayos	kV	120
	- Tensión máxima de operación continua (COV)	kV	92
2.3	Nivel de aislamiento:		
	- Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial, 1 min	kV	275
	- Tensión de sostenimiento al impulso 1,2/50 us	kVp	650
2.4	Capacidad de absorción de energía	IEC	Clase 3
2.5	Corriente nominal de descarga	kAp	10
2.6	Aislador:		
	- Material		Porcelana
	- Línea de fuga específica	mm/kV	31
	- Línea de fuga total	mm	4495

Anexo C.6. Diagrama unifilar de la subestación Chimbote.

Cuadro N° 2.1-1: DIAGRAMA UNIFILAR SUBESTACIÓN CHIMBOTE 1 - 220 kV
 (El área sombreada corresponde a las inversiones de EGENOR)



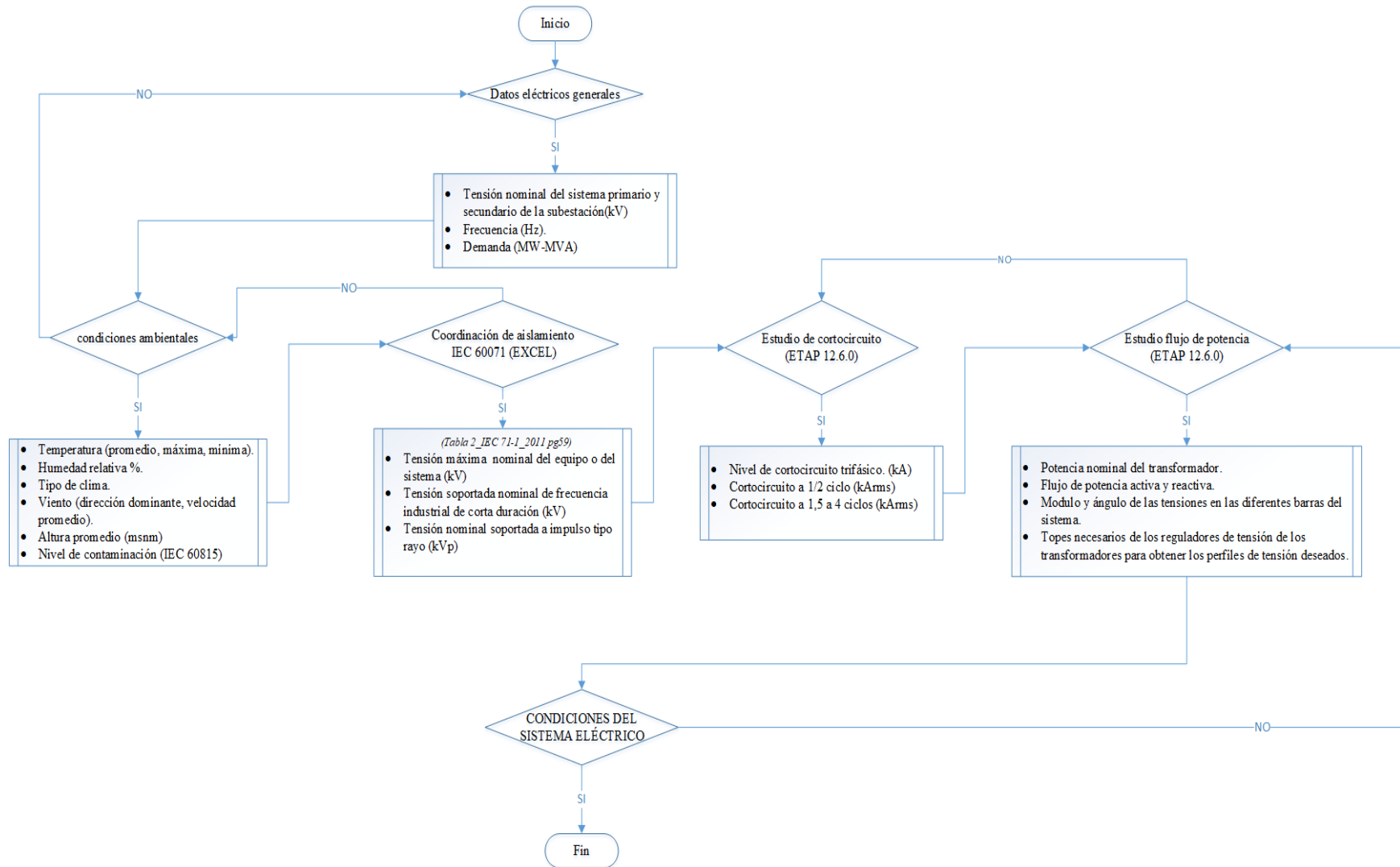
Anexo C.7. Parámetros ambientales de la subestación Chimbote.

Temperatura	Temperatura máxima media (° C)	Temperatura mínima media (° C)	Humedad relativa máxima %
T _{PIURA}	31,0	18,1	69
T _{LAMBAYEQUE}	26,3	20,9	80,1
T _{TUMBES}	29,1	21,5	75
T _{TRUJILLO}	22,9	15,7	83
T _{CHIMBOTE}	24,1	15,7	78,2
Resultado	26,68 ° C	18,38 ° C	77,06 %

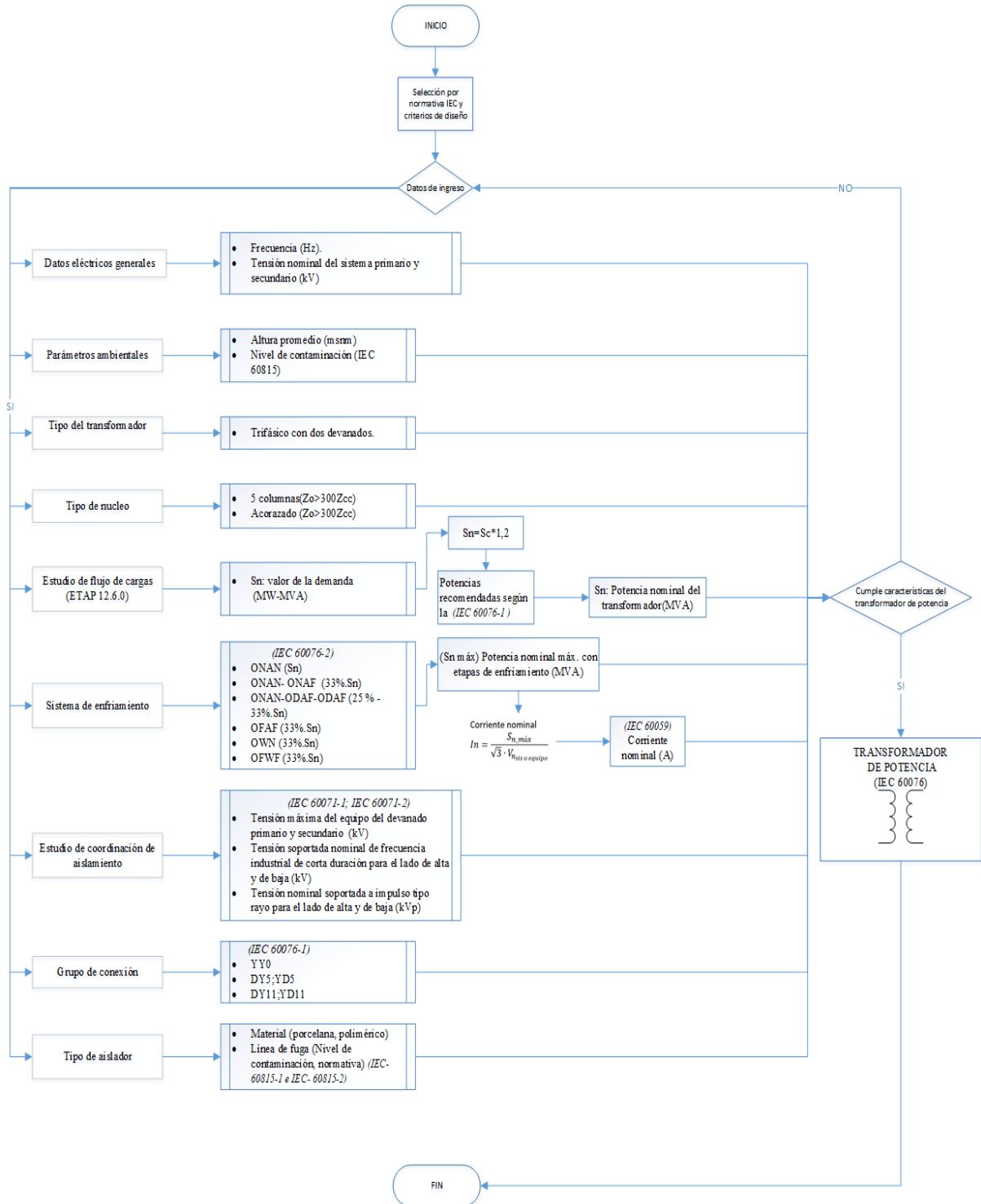
Condiciones Climatológicas	
Temperatura Máxima Media	26,68 °C
Temperatura Promedio	21,7 °C
Temperatura Mínima Media	18,38 °C
Humedad Relativa Máxima	77,06 %

Región	m.s.n.m.
Chiclayo	27
Tumbes	25
Trujillo	51
Piura	49
Chimbote	25
m.s.n.m. prom. →	35

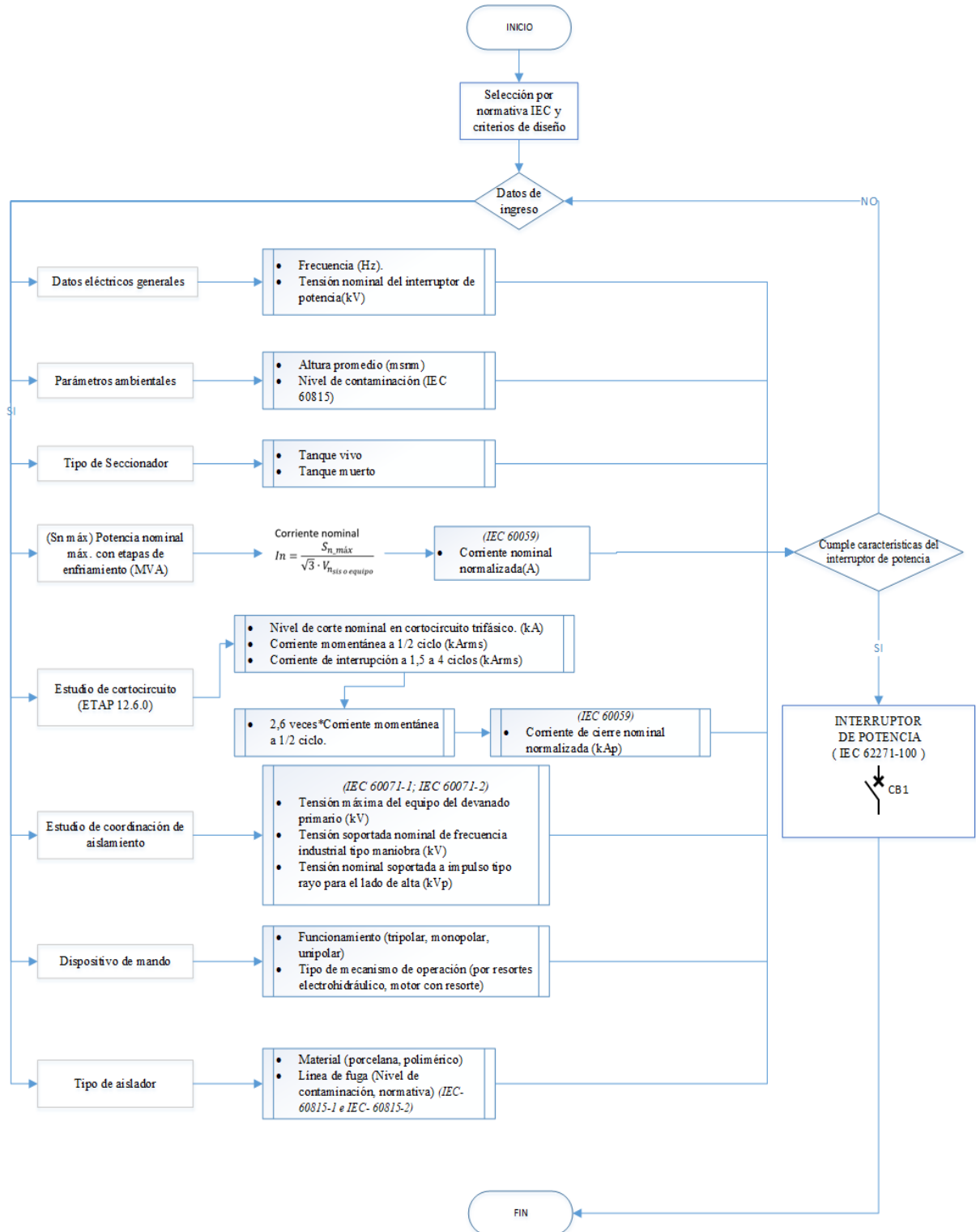
Anexo D. Diagrama de flujo del ingreso de datos de las condiciones iniciales del sistema que cumple la herramienta informática.



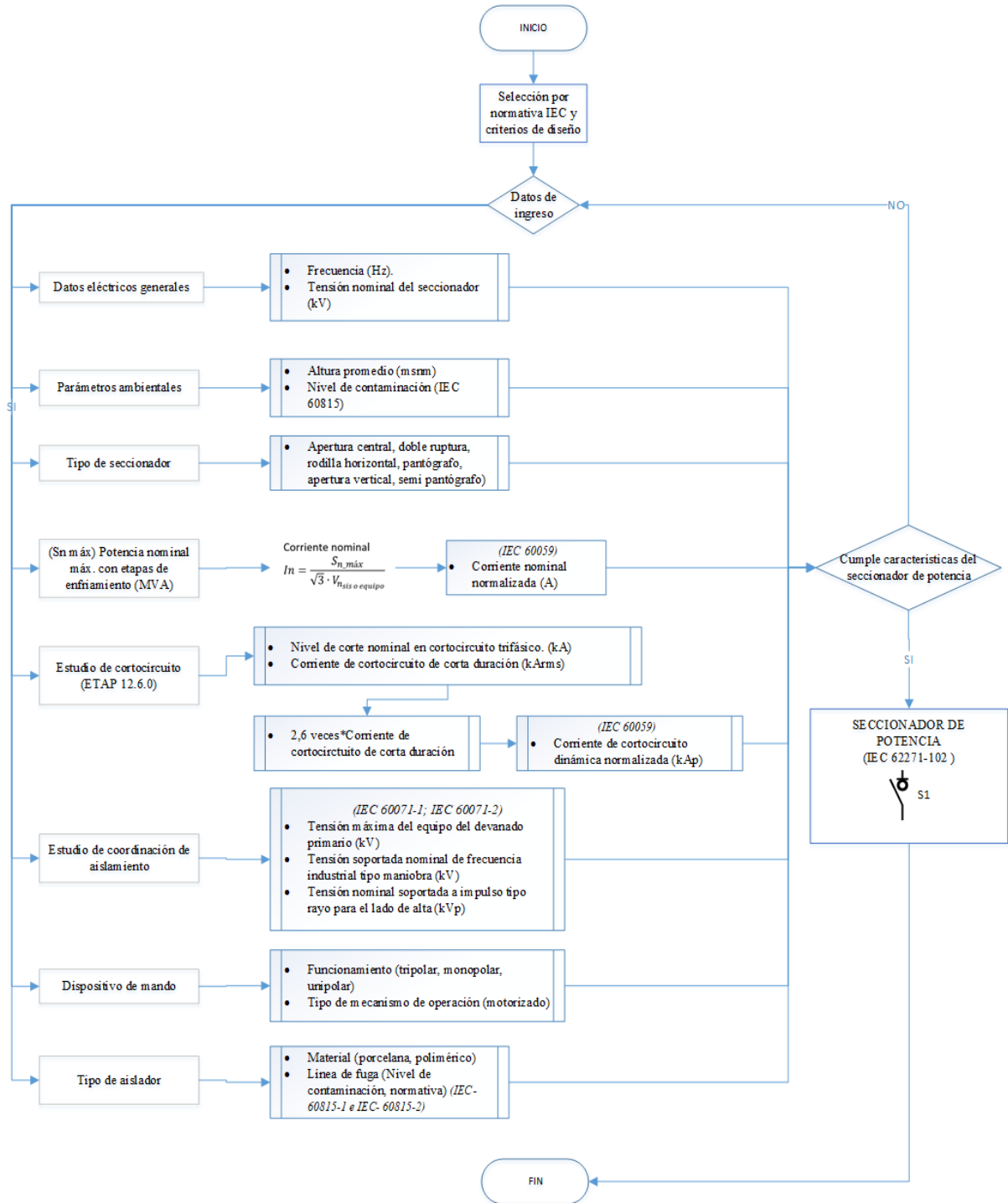
Anexo E. Diagrama de flujo del transformador de potencia.



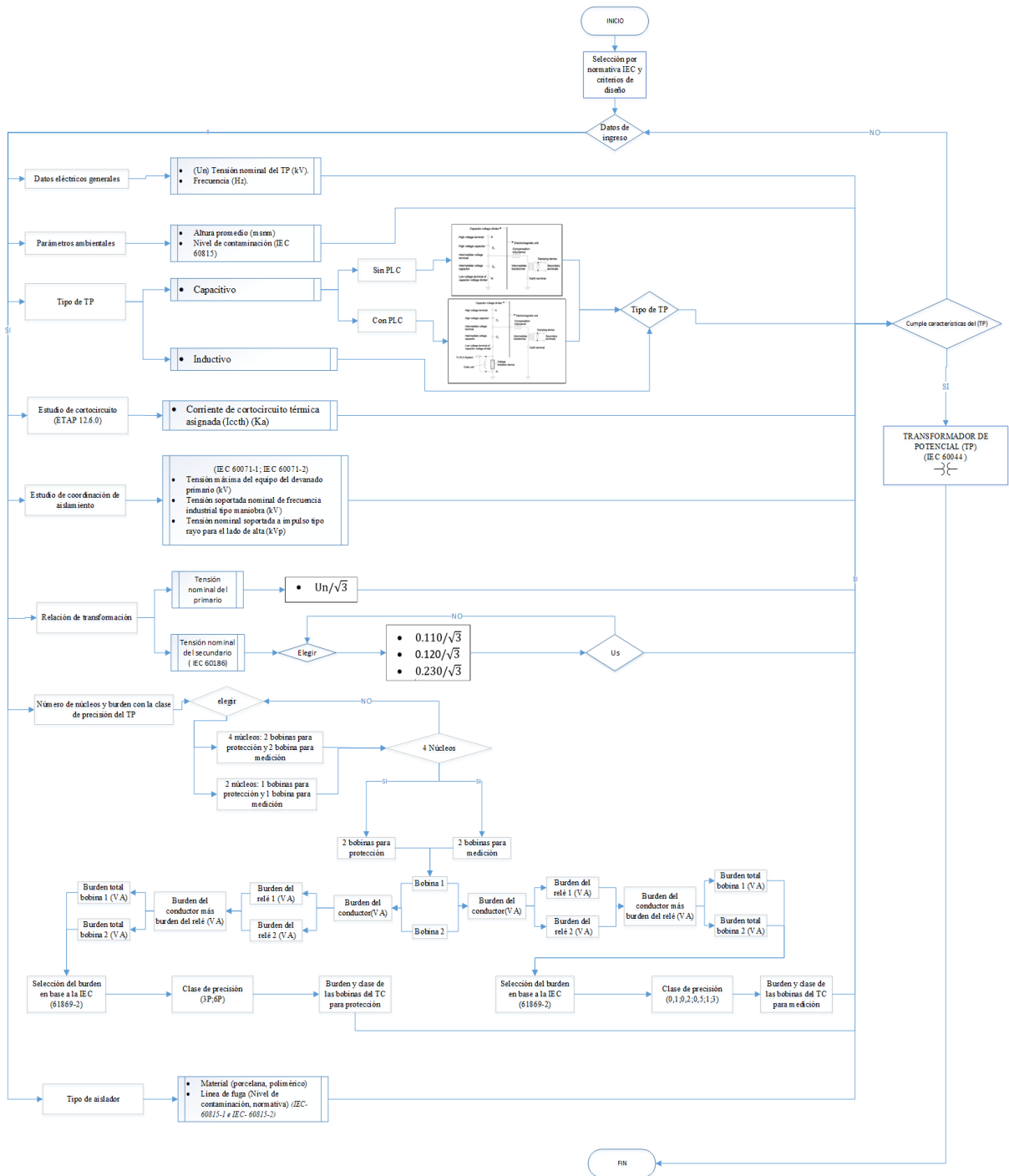
Anexo F. Diagrama de flujo del interruptor de potencia.



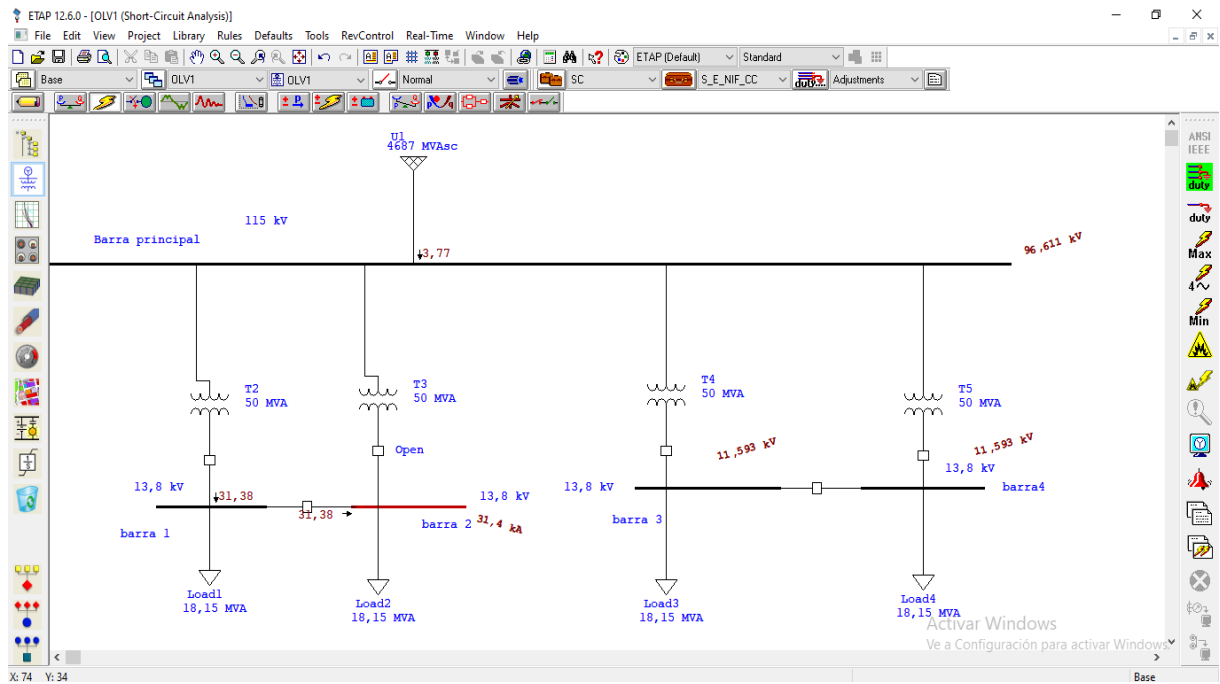
Anexo G. Diagrama de flujo del seccionador de potencia.



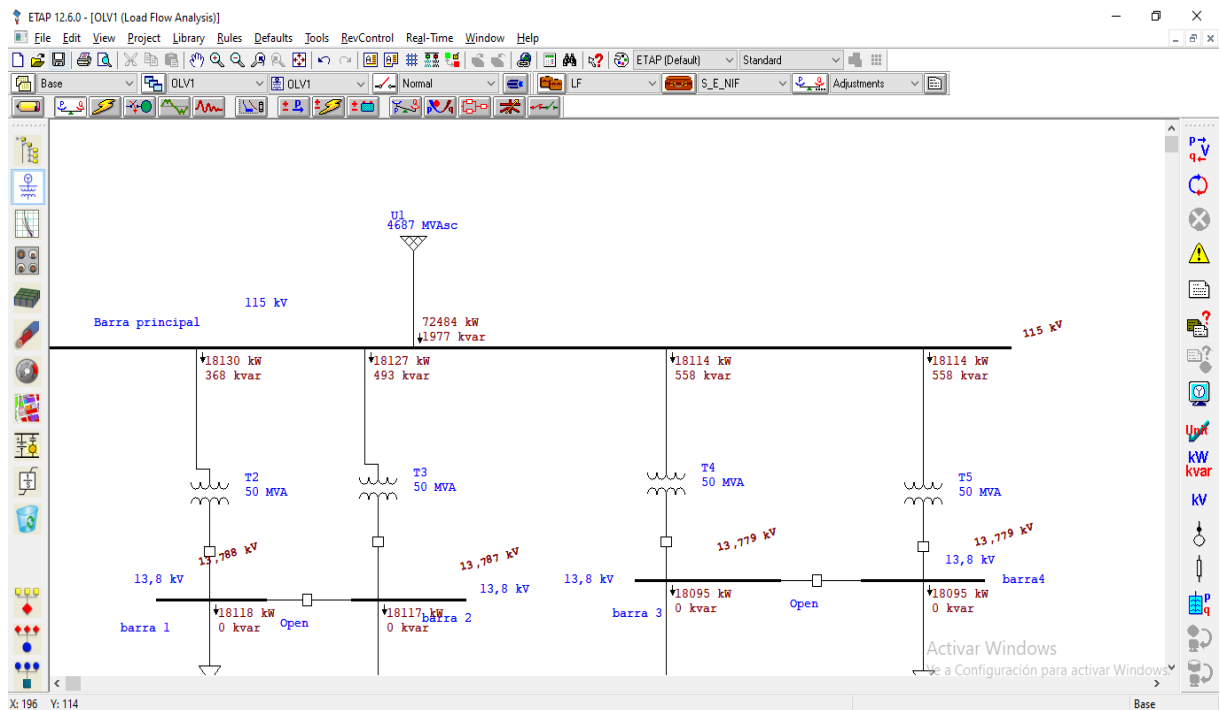
Anexo I. Diagrama de flujo del transformador de potencial.



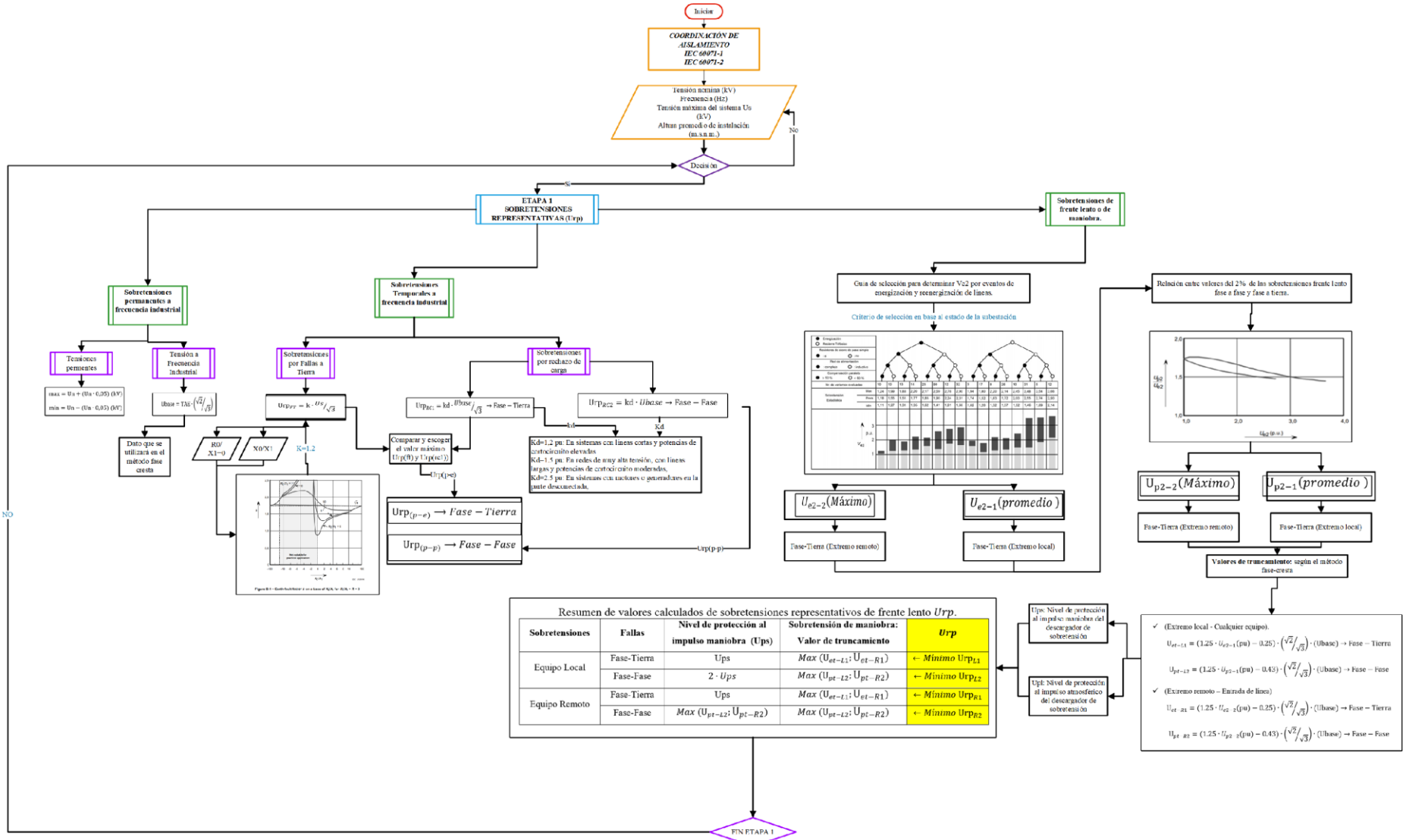
Anexo K. Análisis de cortocircuito, simulación de la subestación NIF en el software ETAP (12.6.9) en base a los datos presentados por PDVSA.



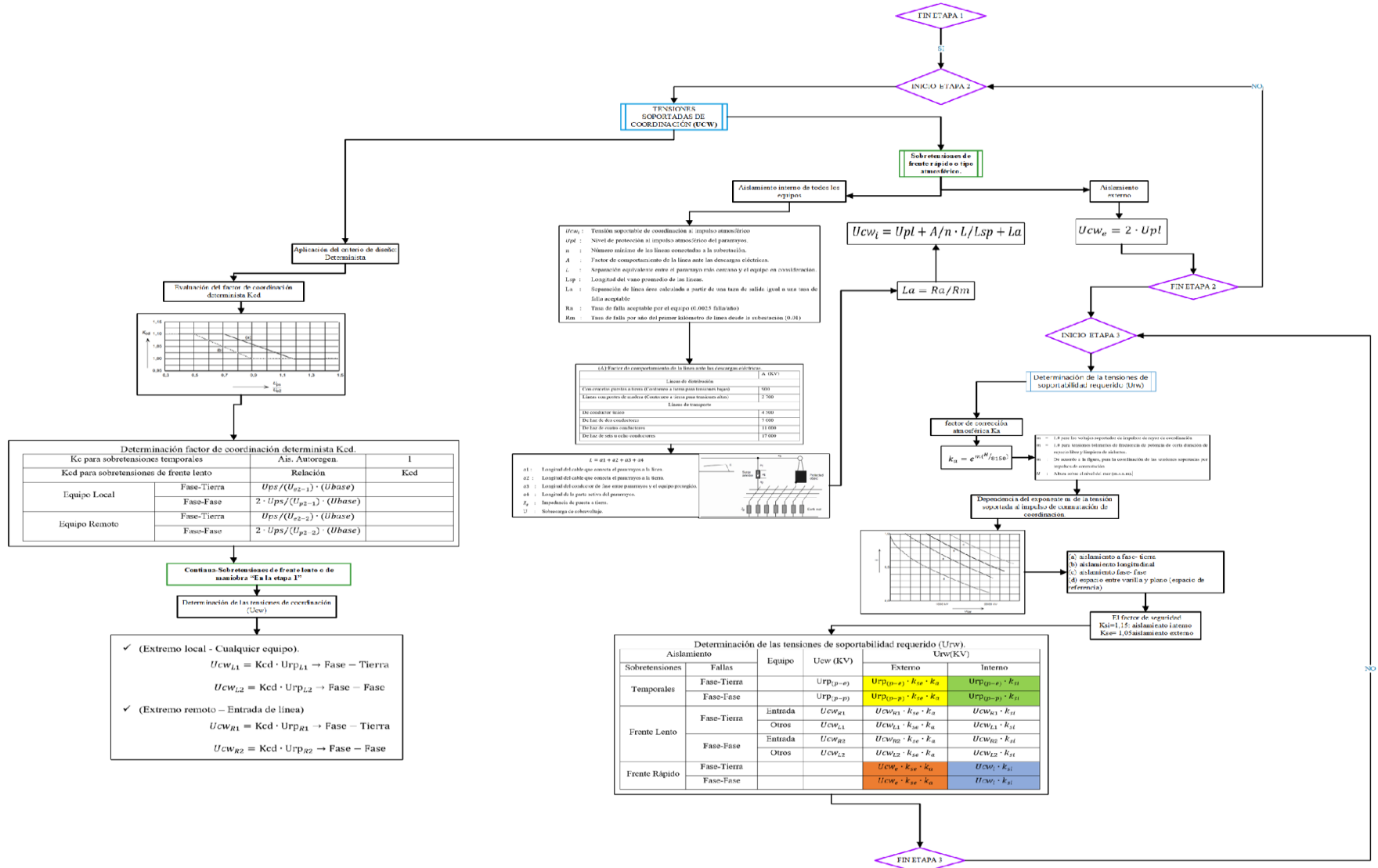
Anexo L. Análisis de flujos de potencia, simulación de la subestación en el software ETAP (12.6.9) en base a los datos presentados por PDVSA.



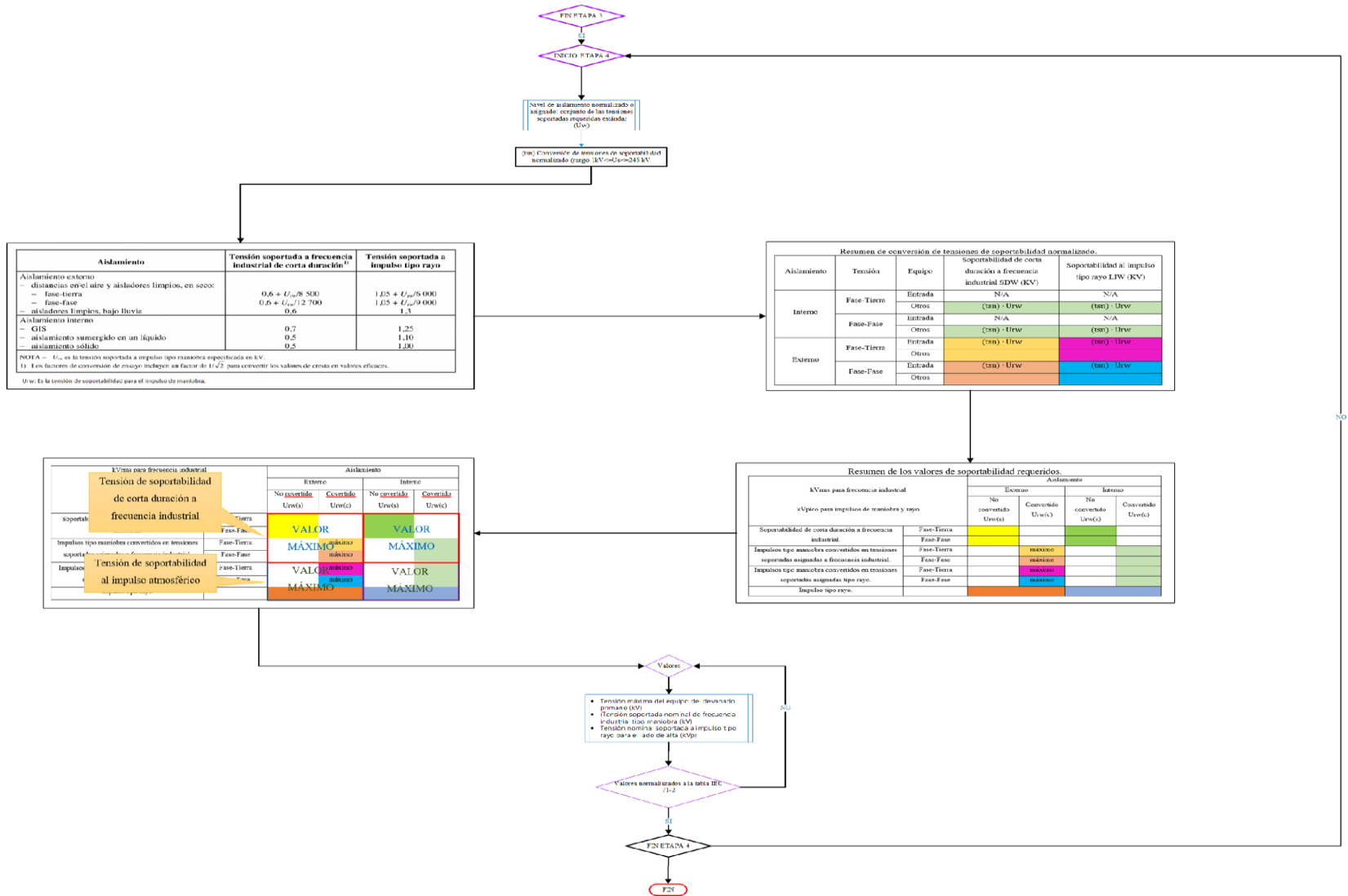
Anexo M. Diagrama de flujo coordinación de aislamiento IEC 60071.



Continuación 1 de diagrama de flujo de coordinación de aislamiento



Continuación 2 de diagrama de flujo de coordinación de aislamiento



Anexo N: Dimensionamiento y características del transformador de potencia “NIF”

segunda_ventana

CARACTERÍSTICAS DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

DATOS GENERALES

Tipo de transformador: Transformador de dos devanados Norma de Fabricación: IEC 60076 Altitud de Instalación: 180 mm / kV

DATOS NOMINALES Y CARACTERÍSTICAS

Frecuencia Nominal (Hz): 60

Tension Nominal del Sistema:
 Devanado Primario (Kv): 115
 Devanado Secundario (Kv): 13.8

Tension Máximal del Sistema:
 Devanado Primario (Kv): 145
 Devanado Secundario (Kv): 17.5

Nivel de Aislamiento:

Devanado Primario
 Tension de sostenimiento a frecuencia industrial, 1 min. (kV): 275
 Tension de sostenimiento al impulso tipo rayo 1,2/50 us (kVp): 650

Devanado Secundario
 Tension de sostenimiento a frecuencia industrial, 1 min. (kV): 38
 Tension de sostenimiento al impulso tipo rayo 1,2/50 us (kVp): 75

Potencia Nominal (MVA): ONAN 50

IEC 60076 - 2

Sistema de Enfriamiento: ONAF 67 (MVA)

Tipo de conexion

Grupo de Conexion
 Lado de alta: D Lado de baja: Yn Desfase: 11

Relación de Transformación: 8.33333
 Nivel de Cortocircuito (KA): 31.5

Aislador:
 Material: Porcelana
 Línea de Fuga (mm/kV): 55

MENÚ

Anexo O: Dimensionamiento y características del interruptor de potencia “NIF”

tercera_ventana

CARACTERÍSTICAS DEL INTERRUPTOR DE POTENCIA

DATOS GENERALES: INTERRUPTOR DE POTENCIA

Tipo de interruptor: Tanque Muerto Medio de extinción: SF6 Norma de Fabricación: IEC 62271-100 Altitud de Instalación (m s.n.m): 180

DATOS NOMINALES Y CARACTERÍSTICAS

Frecuencia Nominal (Hz): 60

Características de Tensión:
 Tensión Nominal del sistema (KV): 115
 Tensión Máxima del equipo (KV): 145

Nivel de Aislamiento:
 Tension de sostenimiento a frecuencia industrial, 1 min. (kV): 275
 Tension de sostenimiento al impulso tipo rayo 1,2/50 us (kVp): 650

Característica de Corriente
 Corriente nominal continua calculada (A): 251.022

Tabla (Normativa)
 Corriente nominal en servicio continuo (A): 2500
 Corriente momentanea 1/2 ciclo (KA): 31.5
 Corriente de cierre nominal en cortocircuito (KAp): 100
 Máxima duración admisible de cortocircuito (s): 1

Secuencia de maniobra asignada
 Maniobra asignada: Secuencia 1 O - t - CO - t' - CO

Aislador:
 Tipo de Aislador: Porcelana
 Línea de Fuga: 55
 Línea de fuga total: 4604.37

Dispositivo de Mando
 Funcionamiento: Tripolar
 Tipo de mecanismo de operación: Por resortes

NOTA
 t = 3min No está prevista la reconexión rápida
 t = 0,3 seg. prevista la reconexión rápida.
 t'' = 3 minutos.
 t''' = 15 seg. No está prevista la reconexión rápida.
 O: representa una operación de apertura
 CO: Cierre seguida inmediatamente por una operación de apertura.

MENÚ

Anexo P: Dimensionamiento y características del seccionador “NIF”

cuarta_ventana

CARACTERÍSTICAS DEL SECCIONADOR

DATOS GENERALES: SECCIONADOR DE POTENCIA

Tipo de seccionador: Norma de Fabricación: Altitud de Instalación (m s.n.m):

DATOS NOMINALES Y CARACTERÍSTICAS

Frecuencia Nominal (Hz): Dispositivo de Mando:

Características de Tensión: Tensión Nominal del sistema (kV): Tipo de mecanismo de operación: Tensión Máxima del equipo (kV):

Nivel de Aislamiento: Tension de sostenimiento a frecuencia industrial, 1 min. (kV): Tension de sostenimiento al impulso tipo rayo 1,2/50:

Característica de Corriente: Corriente nominal en servicio continuo (A): Corriente de cortocircuito de corta duración (KA): Corriente de cortocircuito dinámica (KAp):

Aislador: Tipo de aislador: Línea de Fuga: Línea de fuga total:

MENÚ

Anexo Q: Dimensionamiento y características del TC. “NIF”

quinta_ventana

CARACTERÍSTICAS DEL TRANSFORMADOR DE CORRIENTE

DATOS GENERALES: TRANSFORMADOR DE CORRIENTE (TC)

Tipo de transformador de corriente: Norma de Fabricación: Altitud de Instalación (m s.n.m):

DATOS NOMINALES Y CARACTERÍSTICAS

Frecuencia Nominal (Hz): **Número de núcleos:** selección de burden y clase de precisión: Opción 3 Opción 4 Opción 5

Características de Tensión: Tensión Nominal del sistema (kV): Tensión Máxima del equipo (kV): botón para el cálculo del burden: **BURDEN DEL RELÉ Y EL CONDUCTOR**

Nivel de Aislamiento: Tension de sostenimiento a frecuencia industrial, 1 min. (kV): Tension de sostenimiento al impulso 1,2/50 us (kVp):

Característica de Corriente: Corriente de cortocircuito a 1 segundo (KA): Corriente dinámica pico (KAp):

Relación de Transformación: Corriente nominal del primario calculado (A): Tabla (Normativa): Corriente nominal del primario (A): Corriente nominal de los secundarios (A): Is burden de protección (A): Is burden de medición (A):

Aislador: Material del aislador: Línea de Fuga (mm/kV): Línea de fuga total (mm):

Protección:

Núcleo (VA)	error y tipo	saturación In	Núcleo (VA)	error y tipo	saturación In	Núcleo (VA)	error y tipo	saturación In
25	5P	5	25	5P	5	25	5P	5

Medición:

Núcleo (VA)	% error	Núcleo (VA)	% error
50	0,2	50	

MENÚ

Anexo R: Dimensionamiento y características del TP. “NIF”

sexta_ventana

CARACTERÍSTICAS DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIAL

DATOS GENERALES: TRANSFORMADOR DE POTENCIAL (TP)

Tipo de transformador: Capacitivo (50-150 kHz) | Tipo de aislamiento: Aceite | Norma de Fabricación: IEC 61869 | Altitud de Instalación: 180

DATOS NOMINALES Y CARACTERÍSTICAS

Frecuencia Nominal (Hz): 60

Características de Tensión:
 Tensión Nominal del sistema (KV): 115
 Tensión Máxima del equipo (KV): 145

Nivel de Aislamiento:
 Tension de sostenimiento a frecuencia industrial, 1 min. (KV): 275
 Tension de sostenimiento al impulso tipo rayo 1,2/50 us (KVp): 650

Relación de Transformación
 Tensión nominal del primario (KV): 115 / sqrt(3)
 Tensión nominal del secundarios (KV): 0.115/sqrt(3) | 66.3953
 Corriente de cortocircuito termica asignada: 31.5

Aislador:
 Material del aislador: Porcelana | Línea de Fuga: 55 | Línea de fuga total: 4604.37

Número de núcleos: []
Selección de burden y clase de precisión:
 Opción 2 | Opción 4

CÁLCULO DEL BURDEN

Para protección:
 Núcleo 1 (VA) precisión: 10 3P | Núcleo 2 (VA) precisión: 10 | Núcleo 3 (VA) precisión: 10

Para medición:
 Núcleo 1 (VA) precisión: 50 0,2

MENÚ

Anexo S: Dimensionamiento y características del descargador de sobretensión “NIF”

septima_ventana

CARACTERÍSTICAS DEL DESCARGADOR DE SOBRETENSIONES

DATOS GENERALES: DESCARGADOR DE SOBRETENSION

Tipo de descargador: Óxido de Zinc | Norma de Fabricación: IEC 60099 - 4 ; 5 | Altitud de Instalación (m s.n.m): 180

DATOS NOMINALES Y CARACTERÍSTICAS

Frecuencia Nominal (Hz): 60

Características de Tensión:
 Tensión Nominal del sistema (KV): 115
 Tensión Máxima del equipo (KV): 145

Nivel de Aislamiento:
 Tension de sostenimiento a frecuencia industrial, 1 min. (KV): 275
 Tension de sostenimiento al impulso tipo rayo 1,2/50 us (KVp): 650

Tensión nominal del pararrayos
 Tensión maxima de operación continua (Uc): 87.9016
 Sobretensiones temporales (TOV): 117.202
 Tensión máxima de (Ur)
 Ur1: 109.877 | Ur2: 110.568
 Tension nominal del descargador (kV): 116.096

Corriente nominal de descarga tipo rayo (KAp): 10 kA | Corriente nominal de descarga tipo maniobra (KA): 1 kA | Clase de la línea (LDC): 3

Aislador:
 Material del Aislador: Porcelana | Línea de Fuga: 55 | Línea de fuga total: 4604.37

MENÚ

Anexo T: Niveles de aislamientos normalizados

Anexo T1: IEC 60071-1_Tabla 2

Niveles de aislamientos normalizados para la gama I (1 KV < Um ≤ 245 KV)		
Voltaje nominal Um (valor r.m.s.) kV	Tensión soportada nominal de frecuencia industrial de corta duración. (Valor r.m.s.) kV	Tensión nominal soportada a impulso tipo rayo (kVp)
3,60	10,00	20,00
		40,00
7,20	20,00	40,00
		60,00
12,00	28,00	60,00
		75,00
		95,00
17,50	38,00	75,00
		95,00
24,00	50,00	95,00
		125,00
		145,00
36,00	70,00	145,00
		170,00
52,00	95,00	250,00
72,50	140,00	325,00
123,00	185,00	450,00
	230,00	550,00
145,00	185,00	450,00
	230,00	550,00
	275,00	650,00
170,00	230,00	550,00
	275,00	650,00
	335,00	750,00
245,00	275,00	650,00
	325,00	750,00
	360,00	850,00
	295,00	950,00
	460,00	1050,00

Anexo T2: IEEE 1313.1_Tabla 1

Tensiones normalizadas soportadas para clase I (15 kV < V_m ≤ 242 kV)		
Voltaje máximo del sistema (fase-fase) Kv, rms	Voltaje normalizado de corta duración de baja frecuencia (fase-tierra) Kv, rms	Nivel básico de aislamiento de impulso tipo rayo (BIL) Kv, Cresta
15	34	95
		110
26,2	50	150
36,2	70	200
48,3	95	250
72,5	95	250
	140	350
123	140	350
	185	450
	230	550
145	230	450
	275	550
	325	650
169	230	550
	275	650
	325	750
242	275	650
	325	750
	360	825
	395	900
	480	975
		1050

Anexo U: Dimensionamiento y características del transformador de potencia “CHIMBOTE”.

segunda_ventana

CARACTERÍSTICAS DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

DATOS GENERALES

Tipo de transformador: Transformador de dos devanados Norma de Fabricación: IEC 60076 Altitud de Instalación: 1000 mm / kV

DATOS NOMINALES Y CARACTERÍSTICAS

Frecuencia Nominal (Hz): 60

Tensión Nominal del Sistema: 138

Devanado Primario (Kv): 138

Devanado Secundario (Kv): 13.8

Tensión Máximal del Sistema: 145

Devanado Primario (Kv): 145

Devanado Secundario (Kv): 17.5

Nivel de Aislamiento:

Devanado Primario

Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial, 1 min. (kV): 275

Tensión de sostenimiento al impulso tipo rayo 1,2/50 us (kVp): 650

Devanado Secundario

Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial, 1 min. (kV): 38

Tensión de sostenimiento al impulso tipo rayo 1,2/50 us (kVp): 75

Potencia Nominal (MVA): ONAN 250

IEC 60076 - 2

Sistema de Enfriamiento: ONAF 333 (MVA)

Tipo de conexión

Grupo de Conexión

Lado de alta: Yn Lado de baja: D Desfase: 11

Relación de Transformación: 10

Nivel de Cortocircuito (KA): 31.5

Aislador:

Material: Porcelana

Línea de Fuga (mm/kV): 55

MENÚ

Anexo V: Dimensionamiento y características del interruptor de potencia “CHIMBOTE”.

tercera_ventana

CARACTERÍSTICAS DEL INTERRUPTOR DE POTENCIA

DATOS GENERALES: INTERRUPTOR DE POTENCIA

Tipo de interruptor: Tanque Muerto Medio de extinción: SF6 Norma de Fabricación: IEC 62271-100 Altitud de Instalación (m s.n.m): 1000

DATOS NOMINALES Y CARACTERÍSTICAS

Frecuencia Nominal (Hz): 60

Características de Tensión:

Tensión Nominal del sistema (kV): 138

Tensión Máxima del equipo (kV): 145

Nivel de Aislamiento:

Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial, 1 min. (kV): 275

Tensión de sostenimiento al impulso tipo rayo 1,2/50 us (kVp): 650

Característica de Corriente

Corriente nominal continua calculada (A): 1045.92

Tabla (Normativa)

Corriente nominal en servicio continuo (A): 1600

Corriente momentánea 1/2 ciclo (KA): 31.5

Corriente de cierre nominal en cortocircuito (KAp): 100

Máxima duración admisible de cortocircuito (s): 1

Dispositivo de Mando

Funcionamiento: Tripolar

Tipo de mecanismo de operación: Por resortes

Secuencia de maniobra asignada

Maniobra asignada: O - t - CO - t' - CO

Secuencia 1: O - t - CO - t' - CO

Aislador:

Tipo de Aislador: Porcelana

Línea de Fuga: 55

Línea de fuga total: 4604.37

NOTA

t = 3min No está prevista la reconexión rápida
 t = 0,3 seg, prevista la reconexión rápida.
 t' = 3 minutos.
 t'' = 15 seg, No está prevista la reconexión rápida.
 O: representa una operación de apertura
 CO: Cierre seguida inmediatamente por una operación de apertura.

MENÚ

Anexo W: Dimensionamiento y características del seccionador de potencia “CHIMBOTE”.

cuarta_ventana

CARACTERÍSTICAS DEL SECCIONADOR

DATOS GENERALES: SELECCIONADOR DE POTENCIA

Tipo de seccionador: Apertura Central | Norma de Fabricación: IEC 62271 - 102 | Altitud de Instalación (m s.n.m): 1000

DATOS NOMINALES Y CARACTERÍSTICAS

Frecuencia Nominal (Hz): 60 | Dispositivo de Mando: Funcionamiento: Tripolar | Tipo de mecanismo de operación: Motorizado

Características de Tensión:
 Tensión Nominal del sistema (KV): 138
 Tensión Máxima del equipo (KV): 145

Nivel de Aislamiento:
 Tension de sostenimiento a frecuencia industrial, 1 min. (KV): 275
 Tension de sostenimiento al impulso tipo rayo 1,2/50: 650

Característica de Corriente:
 Corriente nominal en servicio continuo (A): 1045.92
 Corriente de cortocircuito de corta duración (KA): 31.5
 Corriente de cortocircuito dinámica (KAp): 80.01

Aislador:
 Tipo de aislador: Porcelana | Línea de Fuga: 55 | Línea de fuga total: 4604.37

MENÚ

Anexo X: Dimensionamiento y características del transformador de corriente “CHIMBOTE”.

quinta_ventana

CARACTERÍSTICAS DEL TRANSFORMADOR DE CORRIENTE

DATOS GENERALES: TRANSFORMADOR DE CORRIENTE (TC)

Tipo de transformador de corriente: Boquilla | Norma de Fabricación: IEC 60044 | Altitud de Instalación (m s.n.m): 1000

DATOS NOMINALES Y CARACTERÍSTICAS

Frecuencia Nominal (Hz): 60 | Número de núcleos: selección de burden y clase de precisión: Opción 3, Opción 4 (seleccionada), Opción 5

Características de Tensión:
 Tensión Nominal del sistema (KV): 138
 Tensión Máxima del equipo (KV): 145

Nivel de Aislamiento:
 Tension de sostenimiento a frecuencia industrial, 1 min. (KV): 275
 Tension de sostenimiento al impulso 1,2/50 us (KVp): 650

Característica de Corriente:
 Corriente de cortocircuito a 1 segundo (KA): 31.5
 Corriente dinámica pico (KAp): 100

Relación de Transformación:
 Corriente nominal del primario calculado (A): 1045.92

Tabla (Normativa):
 Corriente nominal del primario (A): 1600
 Corriente nominal de los secundarios (A):
 Is burden de protección (A): 1
 Is burden de medición (A): 5

Protección:

Núcleo (VA)	error y tipo	saturación In	Núcleo (VA)	error y tipo	saturación In	Núcleo (VA)	error y tipo	saturación In
20	SP	30	20	SP	30	20	SP	30

Medición:

Núcleo (VA)	% error	Núcleo (VA)	% error
50	0,2	50	

Aislador:
 Material del aislador: Porcelana | Línea de Fuga (mm/KV): 55 | Línea de fuga total (mm): 4604.37

MENÚ

Anexo W: Dimensionamiento y características del seccionador de potencia “CHIMBOTE”.

sexta_ventana

CARACTERÍSTICAS DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIAL

DATOS GENERALES: TRANSFORMADOR DE POTENCIAL (TP)

Tipo de transformador: **Capacitivo (50-150 kHz)** | Tipo de aislamiento: **Aceite** | Norma de Fabricación: **IEC 61869** | Altitud de Instalación: **1000**

DATOS NOMINALES Y CARACTERÍSTICAS

Frecuencia Nominal (Hz): **60**

Características de Tensión:
 Tensión Nominal del sistema (kV): **138**
 Tensión Máxima del equipo (kV): **145**

Nivel de Aislamiento:
 Tension de sostenimiento a frecuencia industrial, 1 min. (kV): **275**
 Tension de sostenimiento al impulso tipo rayo 1,2/50 us (kVp): **650**

Relación de Transformación
 Tensión nominal del primario (kV): **138** / sqrt(3)
 Tensión nominal del secundarios (kV): **0.230/sqrt(3)** | **132.791**
 Corriente de cortocircuito termica asignada: **31.5**

Aislador:
 Material del aislador: **Porcelana**
 Línea de Fuga: **55**
 Línea de fuga total: **4604.37**

Número de núcleos: []
Selección de burden y clase de precisión:
 Opción 2 | Opción 4

CÁLCULO DEL BURDEN

Para protección:
 Núcleo 1 (VA) precisión: **50** | **3P**
 Núcleo 2 (VA) precisión: **10**
 Núcleo 3 (VA) precisión: **10**

Para medición:
 Núcleo 1 (VA) precisión: **50** | **0,5**

MENÚ

Anexo Z: Dimensionamiento y características del descargador de sobretensión “CHIMBOTE”

septima_ventana

CARACTERÍSTICAS DEL DESCARGADOR DE SOBRETENSIONES

DATOS GENERALES: DESCARGADOR DE SOBRETENSIONES

Tipo de descargador: **Óxido de Zinc** | Norma de Fabricación: **IEC 60099 - 4 ; 5** | Altitud de Instalación (m s.n.m): **1000**

DATOS NOMINALES Y CARACTERÍSTICAS

Frecuencia Nominal (Hz): **60**

Características de Tensión:
 Tensión Nominal del sistema (kV): **138**
 Tensión Máxima del equipo (kV): **145**

Nivel de Aislamiento:
 Tension de sostenimiento a frecuencia industrial, 1 min. (kV): **275**
 Tension de sostenimiento al impulso tipo rayo 1,2/50 us (kVp): **650**

Tensión nominal del pararrayos:
 Tensión maxima de operación continua (Uc): **87.9016**
 Sobretensiones temporales (TOV): **117.202**

Tensión máxima de (Ur)
 Ur1: **109.877** | Ur2: **110.568**

Tension nominal del descargador (kV): **116.096**

Corriente nominal de descarga tipo rayo (KAp): **10 kA**
 Corriente nominal de descarga tipo maniobra (kA): **1 kA** | Referencia
 Clase de la línea (LDC): **3**

Aislador:
 Material del Aislador: **Porcelana**
 Línea de Fuga: **55**
 Línea de fuga total: **4604.37**

MENÚ

Anexo AA: Tablas de comparación de resultados entre los datos de la subestación Chimbote 1 y los datos de la herramienta informática.

Anexo AA.1. Transformador de potencia

Descripción	Unidades	Características del programa	Características CHIMBOTE 1
DATOS GENERALES			
Tipo de transformador	N/A	Trifásico dos devanados	Trifásico dos devanados
Tipo de núcleo	N/A	Acorazado	Acorazado
Altitud de instalación	m.s.n.m	1000	1000
Norma de fabricación	N/A	IEC 60076	IEC 60076
DATOS NOMINALES Y CARACTERISTICAS			
Frecuencia nominal	Hz	60	60
Tensión nominal del sistema			
Devanado primario	kV	138	138
Devanado secundario	kV	13,8	13,8
Tensión máxima del equipo			
Devanado primario	kV	145	145
Devanado secundario	kV	17,5	17,5
Nivel de aislamiento			
Devanado primario			
Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial, 1 min	kV	275	275
Tensión de sostenimiento al impulso 1,2/50 us	kVp	650	650
Devanado secundario			
Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial, 1 min	kV	38	38
Tensión de sostenimiento al impulso 1,2/50 us	kVp	95	95
Potencia nominal	MVA	250/	250/
Sistema de enfriamiento		ONAN/ONAF	ONAN/ONAF
Grupo de conexión	N/A	YnD11	YnD11
Nivel de cortocircuito	kA	31.5	31,5
Aislador			
Material	N/A	Porcelana	Porcelana
Línea de fuga	mm/kV	55	31

Los resultados por parte del programa coinciden con los datos de la subestación Chimbote 1, la única observación visible es la del aislador que la empresa REP, que utilizan los niveles de contaminación en base a la configuración fase-fase y hoy en la actualidad solo se ocupan los niveles de contaminación de fase- tierra.

Anexo AA.2. Transformador de corriente

Descripción	Unidad	Características del programa	Características CHIMBOTE 1
DATOS GENERALES			
Tipo de TC	N/A	Columna	Columna
Altitud de instalación	m.s.n.m	1000	1000
Norma de fabricación	N/A	IEC 60044	IEC 60044
2. DATOS NOMINALES Y CARACTERISTICAS			
Frecuencia nominal	Hz	60	60
Características de tensión			
Tensión nominal del sistema	kV	138	138
Tensión máxima del equipo	kV	145	145
Nivel de aislamiento			
Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial, 1 min	kV	275	275
Tensión de sostenimiento al impulso 1,2/50 us	kVp	650	650
Características de corriente			
Corriente de cortocircuito a 1 segundo	kA	31.5	31.5
corriente dinámica pico	kAp	100	100
Relación de transformación			
Corriente nominal del primario	A	900	300- 600
Corriente nominal de los secundarios	A	5	5
Número de núcleos	N/A	4	4
Burden y clase de precisión			
Núcleo 1 (protección)	VA	20/ 5P30	20/ 5P30
Núcleo 2 (protección)	VA	20/ 5P30	20/ 5P30
Núcleo 3 (protección)	VA	20/ 5P30	20/ 5P30
Núcleo 4 (medición)	VA	20/0.2	20/0.2
Aislador			
Material	N/A	porcelana	Porcelana
Línea de fuga	mm/kV	55	31
Línea de fuga total	mm	6404	4495

En el dimensionamiento del transformador de corriente, se evidencia que la corriente nominal del primario del programa tiene un valor de resultado mayor que los seleccionados por la empresa REP.

Anexo AA.3. Transformador de tensión (TP)

Descripción	Unidad	Características del programa	Características CHIMBOTE 1
DATOS GENERALES			
Tipo	N/A	Capacitivo	Capacitivo
Tipo de aislamiento	N/A	Aceite	Aceite
Altitud de instalación	m.s.n.m	1000	1000
Norma de fabricación	N/A	IEC 60044	IEC 60044
DATOS NOMINALES Y CARACTERISTICAS			
Frecuencia nominal	Hz	60	60
Características de tensión			
Tensión nominal del sistema	kV	138	138
Tensión máxima del equipo	kV	145	145
Nivel de aislamiento			
Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial, 1 min	kV	275	275
Tensión de sostenimiento al impulso 1,2/50 us	kVp	650	650
Relación de transformación			
tensión nominal del primario	kV	$138/\sqrt{3}$	$138/\sqrt{3}$
tensión nominal del secundario	kV	$0.230/\sqrt{3}$.	$0.230/\sqrt{3}$.
Número de devanados secundarios	N/A	2	2
Burden y clase de precisión			
Núcleo 1 (protección)	VA	50/3P	50/3P
Núcleo 2 (medición)	VA	50/0,5	50/0,5
Corriente de cortocircuito térmica asignada (Ith)	kA	31.5	31.5
Aislador			
Material	N/A	Porcelana	Porcelana
Línea de fuga	mm/kV	55	31
Línea de fuga total	mm	4604	4495

En cuanto, al transformador de tensión, los parámetros que brinda el programa son semejantes al de la empresa REP, a excepción del aislador.

Anexo AA.4. Interruptor de potencia.

Descripción	Unidad	Características del programa	Características CHIMBOTE 1
DATOS GENERALES			
Tipo de interruptor	N/A	Tanque vivo	Tanque vivo
Medio de extinción del arco	N/A	SF6	SF6
Altitud de instalación	m.s.n.m	1000	1000
Norma de fabricación	N/A	IEC 62271-100	IEC 62271-100
DATOS NOMINALES Y CARACTERISTICAS			
Frecuencia nominal	Hz	60	60
Características de tensión			
Tensión nominal del Sistema	kV	138	138
Tensión máxima del equipo	kV	145	145
Niveles de aislamiento			
Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial, 1 min	kV	275	275
Tensión de sostenimiento al impulso tipo rayo 1,2/50 us	kVp	650	650
Características de corriente			
Corriente nominal del servicio continuo	A	1600	1600
Corriente de corte nominal en cortocircuito	kA	31,5	31,5
Corriente de cierre nominal en cortocircuito	kAp	100	80
Dispositivo de mando			
funcionamiento	N/A	Tripolar	Tripolar
Tipo de mecanismo de operación	N/A	Por resortes	Por resortes
Operación del mecanismo	N/A	Manual	Manual
aislador			
Material	N/A	Porcelana	Porcelana
Línea de fuga específica	mm/kV	55	31
Línea de fuga total	mm	4604	4495

La única diferencia que existe en el dimensionamiento del interruptor, es la corriente de cierre nominal en cortocircuito, este valor es diferente ya que se basa en cálculos.

Anexo AA.5. Seccionador de potencia.

Descripción	Unidad	Características del programa	Características CHIMBOTE 1
DATOS GENERALES			
Tipo de interruptor	N/A	Tanque vivo	Tanque vivo
Altitud de instalación	m.s.n.m	1000	1000
Norma de fabricación	N/A	IEC 62271-102	IEC 62271-102
DATOS NOMINALES Y CARACTERISTICAS			
Frecuencia nominal	Hz	60	60
Características de tensión			
Tensión nominal del Sistema	kV	138	138
Tensión máxima del equipo	kV	145	145
Niveles de aislamiento			
Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial, 1 min	kV	275	275
Tensión de sostenimiento al impulso tipo rayo 1,2/50 us	kVp	650	650
Características de corriente			
Corriente nominal del servicio continuo	A	1600	1600
Corriente de corte nominal en cortocircuito	kA	31,5	31,5
Corriente de cierre nominal en cortocircuito	kAp	100	80
Dispositivo de mando			
funcionamiento	N/A	Tripolar	Tripolar
Tipo de mecanismo de operación	N/A	Motorizado	Motorizado
Operación del mecanismo	N/A	Manual	Manual
aislador			
Material	N/A	Porcelana	Porcelana
Línea de fuga específica	mm/kV	55	31
Línea de fuga total	mm	4604	4495

El seccionador escogido por la empresa REP, no presenta variaciones, en cuanto a los datos del programa se encuentran establecidos por datos de la normativa aplicable para el equipo.

Anexo AA.6. Descargador de sobretensión.

Descripción	Unidad	Características del programa	Características CHIMBOTE 1
DATOS GENERALES			
Tipo de descargador	N/A	Oxido metálico	Oxido metálico
Altitud de instalación	m.s.n.m	1000	1000
Sistema de puesta a tierra	N/A	neutro aterrado	neutro aterrado
Norma de fabricación	N/A	IEC 60099	IEC 60099
DATOS NOMINALES Y CARACTERISTICAS			
Frecuencia nominal	Hz	60	60
Características de tensión			
Tensión nominal del sistema	kV	138	138
Tensión máxima de la red	kV	145	145
Tensión máxima de diseño	kV	145	145
Tensión máxima de operación continua (COV)	kV	87,90	92
Capacidad del descargador frente a sobretensiones temporales (TOV)	kV	117,2	-
Tensión nominal del pararrayos	kV	120	120
Nivel de aislamiento			
Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial, 1 min	kV	275	275
Tensión de sostenimiento al impulso 1,2/50 us	kVp	650	650
Clase de descarga de línea	N/A	3	3
Corriente nominal de descarga	kAp	10	10
Aislador			
Material	N/A	Porcelana	Porcelana
Línea de fuga	mm/kV	55	31
Línea de fuga total	mm	4604	4495

El dimensionamiento del descargador de sobretensión se basa en la tensión máxima del equipo y en varios cálculos, los cuales servirán para hallar la tensión del descargador, pero en las características de los equipos de REP omiten ciertas características útiles por ejemplo el TOV, que actúa en la decisión para la selección del descargador.