



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

UNIDAD ACADÉMICA DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

TESIS DE GRADO

TÍTULO:

“ANÁLISIS DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE UN INTERRUPTOR DE POTENCIA A 13.8 KV ENTRE LA UNIDAD GENERADORA U1 Y EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE 40 MVA A 13.8/138 KV EN LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA PUCARÁ CELEC E.P UNIDAD DE NEGOCIO HIDROAGOYAN EN EL PERIODO 2015 - 2016”.

Tesis presentada previa a la obtención del Título de Ingeniería Eléctrica.

Autores:

Paucar Fonseca Jairo Fabricio

Paucar Fonseca Edison David

Director:

Ing. Quispe Toapanta Vicente Javier.

Latacunga – Ecuador

2016



APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE GRADO

En calidad de miembros del tribunal de grado, aprueban el presente informe de investigación de acuerdo a las disposiciones reglamentarias emitidas por la Universidad Técnica de Cotopaxi, y por la Unidad Académica de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas; por cuanto, los postulantes señores: Paucar Fonseca Jairo Fabricio y Paucar Fonseca Edison David, con el título de tesis: **“ANÁLISIS DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE UN INTERRUPTOR DE POTENCIA A 13.8 KV ENTRE LA UNIDAD GENERADORA U1 Y EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE 40 MVA A 13.8/138 KV EN LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA PUCARÁ CELEC E.P UNIDAD DE NEGOCIO HIDROAGOYAN EN EL PERIODO 2015 - 2016”**. Han considerado las recomendaciones emitidas oportunamente y reúne los méritos suficientes para ser sometidos al acto de defensa de tesis.

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

Latacunga, 03 de Febrero del 2016.

Para constancia firman:

Ing. Xavier Proaño
PRESIDENTE

Ing. Carlos Saavedra
OPOSITOR

MBA. Diego Estupiñan
MIEMBRO

Ing. Vicente Quispe
DIRECTOR



AUTORÍA

Los criterios emitidos en el presente trabajo de tesis con el título **“ANÁLISIS DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE UN INTERRUPTOR DE POTENCIA A 13.8 KV ENTRE LA UNIDAD GENERADORA U1 Y EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE 40 MVA A 13.8/138 KV EN LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA PUCARÁ CELEC E.P UNIDAD DE NEGOCIO HIDROAGOYAN EN EL PERIODO 2015 - 2016”**, es de exclusiva responsabilidad de los autores, por tanto se asume la responsabilidad de la misma.

.....
Paucar Fonseca Jairo Fabricio

C.C. No. 180465030-5

.....
Paucar Fonseca Edison David

C.C. No. 180465031-3



AVAL DEL DIRECTOR DE TESIS

En calidad de Director de Tesis bajo el título “ANÁLISIS DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE UN INTERRUPTOR DE POTENCIA A 13.8 KV ENTRE LA UNIDAD GENERADORA U1 Y EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE 40 MVA A 13.8/138 KV EN LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA PUCARÁ CELEC E.P UNIDAD DE NEGOCIO HIDROAGOYAN EN EL PERIODO 2015 - 2016”, con autoría de Paucar Fonseca Jairo Fabricio y Paucar Fonseca Edison David; postulantes de la carrera de Ingeniería Eléctrica, considero que la presente tesis cumple con los requerimientos metodológicos, aportes científicos y técnicos suficientes para ser sometidos a la evaluación del Tribunal de Validación de Tesis que el Honorable Consejo Académico de la Unidad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas de la Universidad Técnica de Cotopaxi designe, para su correspondiente estudio y calificación.

Latacunga, 03 de Febrero del 2016.

El Director

.....
Ing. Quispe Toapanta Vicente Javier.

C. C. No. 0502918014.



AVAL DEL ASESOR DE TESIS

En calidad de Asesora de Tesis bajo el **“ANÁLISIS DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE UN INTERRUPTOR DE POTENCIA A 13.8 KV ENTRE LA UNIDAD GENERADORA U1 Y EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE 40 MVA A 13.8/138 KV EN LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA PUCARÁ CELEC E.P UNIDAD DE NEGOCIO HIDROAGOYAN EN EL PERIODO 2015 - 2016”**, con autoría de Paucar Fonseca Jairo Fabricio y Paucar Fonseca Edison David; postulantes de la carrera de Ingeniería en Eléctrica, considero que la presente tesis cumple con los requerimientos metodológicos, aportes científicos y técnicos suficientes para ser sometidos a la evaluación del Tribunal de Validación de Tesis que el Honorable Consejo Académico de la Unidad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas de la Universidad Técnica de Cotopaxi designe, para su correspondiente estudio y calificación.

Latacunga, 03 de Febrero del 2016.

La Asesora

.....
Lic. MSc. Pallasco Venegas Mirian Susana

C. C. No. 0501862874.

CERTIFICACIÓN DE LA EMPRESA.

Baños, 28 de Enero del 2016

Por medio del presente, en calidad de Jefe del Departamento de Talento Humano de la Unidad de Negocio HIDROAGOYÁN – CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC E.P. Certifico que los señores: Paucar Fonseca Jairo Fabricio, con cédula de ciudadanía 180465030-5 y Paucar Fonseca Edison David, con cédula 180465031-3, realizaron el desarrollo de tesis con el tema **“ANÁLISIS DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE UN INTERRUPTOR DE POTENCIA A 13.8 KV ENTRE LA UNIDAD GENERADORA U1 Y EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE 40 MVA A 13.8/138 KV EN LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA PUCARÁ CELEC E.P UNIDAD DE NEGOCIO HIDROAGOYÁN EN EL PERIODO 2015 - 2016”**, desde el 16 de Abril del 2015 hasta el 03 de Diciembre del 2015; el cual cumple con el objetivo planteado y servirá como base para una futura implementación en la Central Pucara.

Es todo cuando puedo certificar en honor a la verdad, pudiendo los interesados hacer uso del presente documento como a bien creyera conveniente.

Atentamente,

.....
Ing. Galo Gómez campaña

Jefe de talento Humano

**UNIDAD DE NEGOCIO HIDROAGOYÁN
EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA
CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR-CELEC E.P.**

AGRADECIMIENTO.

Con inmensa gratitud agradecemos a todos nuestros docentes, ya que ellos nos enseñaron a valorar los estudios y a superarnos cada día; a la Universidad Técnica de Cotopaxi, por brindarnos la oportunidad de desarrollar nuestros estudios superiores.

De manera especial al personal que labora en la Central Hidroeléctrica Pucara, quienes confiaron en nuestras capacidades para brindarnos la oportunidad de realizar este proyecto de grado.

Al Ing. Vicente Quispe Director de Tesis, por su apoyo incondicional en la guía y enseñanza para la culminación de este trabajo, a nuestros queridos padres Cirio y Cecilia, Hermanos Asdrubal y Richard Paucar Fonseca, familiares, amigos por apoyarnos incondicionalmente en cada momento de nuestra carrera universitaria y vida personal.

LOS AUTORES

DEDICATORIA.

Este trabajo de grado lo dedico a mis padres Cirio y Cecilia por regalarme lo más grande que es la vida, quienes fueron el apoyo incondicional para formarme como persona de bien contribuyendo enseñanzas de respeto, humildad y sencillez, voluntad que surgió cada día para llenarse de orgullo con un hijo profesional en la vida y formación académica

A mis hermanos Edison, Asdrúbal, Richard y primos que más quiero por ser la expectativa de lucha y perseverancia para seguir en adelante a pesar de las dificultades con el fin de lograr las metas soñadas en mi vida, son muchas las personas que me gustaría agradecer por el granito de arena que juntos llenaron un gran reloj, el cual me dio el tiempo y sabiduría para culminar mi trabajo.

JAIRO FABRICIO.

DEDICATORIA

A Mis Padres

Cecilia Fonseca y Cirio Paucar

A quienes con su esfuerzo, consejos y sacrificio ha logrado sacarme adelante haciendo realidad mi sueño de cumplir mis metas anheladas, a cual me ha dado un buen ejemplo de lucha y perseverancia en todos los momentos de mi niñez y adolescencia con sus valores de respeto, humildad y honradez.

A Mis Hermanos primos.

Quienes con sus consejos y apoyo incondicional en el transcurso de este logro conseguido y en los momentos difíciles de mi vida de tristeza y alegría con sus buenos ejemplos de nunca rendirse aun en los momentos trágicos y apoyarme hasta el final de este proyecto.

EDISON DAVID.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

CONTENIDOS	Pág.
Portada.....	i
Aprobación del tribunal de Grado.....	ii
Autoría.....	iii
Aval del Director de Tesis.....	iv
Aval del Asesor de Tesis.....	v
Certificación de la Empresa.....	vi
Agradecimiento.....	vii
Dedicatoria.....	viii
Índice de contenidos.....	x
Resumen.....	xx
Abstract.....	xxi
Aval de Traducción.....	xxii
Introducción.....	xxiii

1. Marco Teórico.

CAPÍTULO I

1.1.	Antecedentes investigativos.....	1
1.2.	Fundamentación teórica.....	2
1.2.1.	Sistemas eléctricos de potencia (S.E.P).....	2
1.2.1.1.	Subsistema de generación.....	2
1.2.2.	Estudio de cortocircuito.....	3
1.2.2.1	Representación de elementos.....	3
1.2.2.2.	Impedancias del equipo Eléctrico.....	4
1.2.3.	Fallas simétricas y asimétricas.....	5
1.2.4.	Calculo de fallas.....	5
1.2.4.1.	Falla línea a tierra.....	6
1.2.4.2.	Falla de línea a línea	6
1.2.4.3.	Fallas de dos líneas a tierra	7
1.2.4.4.	Falla trifásica.....	7
1.2.5.	Elementos de un sistema eléctrico de potencia.....	7
1.2.5.1.	El transformador.....	7
1.2.5.1.1	Transformadores de potencial.....	8
1.2.5.1.2.	Transformadores de corriente.....	8
1.2.5.1.3.	Niveles de aislamiento en transformadores NBA (BIL).....	9
1.2.5.1.4.	Condiciones normales de operación.....	9
1.2.5.1.5.	Efectos en un transformador por operación directa.....	11
1.2.5.1.5.1.	Corriente inrush en transformadores.....	11
1.2.5.1.5.2.	Características de la corriente de inrush.....	11
1.2.5.2.	Relés.....	12
1.2.5.3.	Interruptor de potencia, disyuntor.....	14
1.2.5.3.1.	Voltaje nominal.....	14
1.2.5.3.2.	Corriente nominal.....	15

1.2.5.3.3.	Capacidad de interrupción simétrica y asimétrica.....	16
1.2.5.3.4.	Capacidad de cierre en cortocircuito.....	17
1.2.5.3.5.	Ciclo de operación nominal.....	18
1.2.5.3.6.	Condiciones de operación de los interruptores de potencia.....	18
1.2.5.3.7.	Interrupción de cortocircuito.....	18
1.2.5.3.8.	Interrupción de pequeñas corrientes inductivas.....	19
1.2.5.3.9.	Interrupción con falla de línea corta (Falla kilométrica).....	20
1.2.5.4.	Métodos de extinción del arco.....	21
1.2.5.4.1.	Interruptores en SF6.....	23
1.2.5.5.	Dimensionamiento de un interruptor de potencia.....	24
1.2.5.6.	Voltajes transitorios de recuperación según normas.....	25
1.2.5.7.	Ventajas de utilizar un interruptor de generador.....	25
1.2.5.8.	Software ETAP versión 12.6.0.....	26

2. Análisis e interpretación de resultados

CAPÍTULO II

2.1.	Introducción.....	28
2.2.	Antecedentes.....	29
2.3.	Metodología de la Investigación.....	30
2.3.1.	Investigación Exploratoria.....	30
2.3.2.	Investigación de Campo.....	30
2.4.	Hipótesis de Trabajo.....	31
2.5.	Variables de Investigación.....	31
2.5.1.	Variable Independiente.....	31
2.5.2.	Variable Dependiente.....	31
2.5.3.	Operacionalización de Variables.....	31

2.6.	Situación actual de la Central Hidroeléctrica “Pucará”.....	34
2.6.1.	Protecciones del generador, transformador y elementos que actúan en condiciones de falla.....	35
2.7.	Determinación de parámetros eléctricos para el dimensionamiento del disyuntor de potencia.....	38
2.7.1.	Escenario de estudio.....	39
2.7.1.1.	Niveles de cortocircuito e impedancias equivalentes en las barras del SNI.....	40
2.7.1.2.	Características técnicas del generador de 40 MVA.....	41
2.7.1.3.	Característica de los transformadores de la unidad 1, cables y L/T.....	42
2.7.1.4.	Resultados del flujo de carga.....	44
2.7.1.5.	Simulación de cortocircuito L-L, L-G, L-L-G bajo el método estándar IEC 60909.....	48
2.7.1.6.	Informe de falla trifásica, L-G, L-L, L-L-G.....	49
2.7.1.7.	Resumen del arco eléctrico.....	50
2.8.	Parámetros para el dimensionamiento del disyuntor.....	51
2.8.1.	Voltaje nominal.....	51
2.8.1.1.	Voltaje máximo para el diseño.....	52
2.8.2.	Corriente nominal.....	52
2.8.3.	Frecuencia nominal.....	52
2.8.4.	Capacidad de interrupción simétrica y asimétrica.....	53
2.8.5.	Capacidad de cierre en cortocircuito.....	53
2.8.6.	Nivel básico de aislamiento.....	54
2.9.	Verificación de la Hipótesis.....	54

3. Diseño y aplicación de la propuesta.

CAPÍTULO III

3.1.	Introducción.....	55
3.2.	Justificación.....	56
3.3.	Objetivos.....	57
3.3.1.	Objetivo General.....	57
3.3.2	Objetivos Específicos.....	57
3.4.	Viabilidad técnica operacional.....	58
3.5.	Desarrollo de la propuesta.....	59
3.5.1.	Análisis de corrientes de cortocircuito en la unidad generadora U1 de la Central “Pucará”.....	59
3.5.2.	Simulación del análisis de corrientes de cortocircuito del sistema eléctrico de la Central Hidroeléctrica “Pucará”.....	60
3.5.3.	Determinación de los parámetros eléctricos nominales para el dimensionamiento del interruptor de potencia.....	61
3.5.4.	Determinación de los parámetros para la capacidad nominal del disyuntor de potencia.....	63
3.6.	Ajustes operacionales de relés de protección existentes entre el Generador y el Transformador.....	65
3.7.	Determinación de los ajustes de los relés de protección de sobrecorriente de la unidad generadora U1.....	69
3.8.	Protecciones del generador, transformador y elementos que actúan durante una falla con la implementación del disyuntor de potencia.....	77
3.8.1.	Protecciones contra fallas que se disparan con la futura implementación del disyuntor SF6.....	78
3.9.	Operación del disyuntor con una falla en el transformador al estar generando	79

3.9.1.	Modo de operación del disyuntor con falla en el transformador de servicios auxiliares al cuando recibe energía del sistema.....	80
3.10.	Análisis económico del proyecto.....	82
3.10.1.	Inversion.....	82
3.10.2.	Depreciación.....	83
3.10.3.	Activo diferido.....	83
3.10.4.	Capital de trabajo.....	84
3.10.5.	Inversión total.....	84
3.11.	Análisis costo beneficio.....	85
3.11.1.	Introducción.....	85
3.11.2.	Objetivo de la Central Hidroeléctrica Pucará.....	86
3.11.3.	Beneficios.....	86
3.12.	Conclusiones y Recomendaciones.....	87
3.12.1.	Conclusiones.....	87
3.12.2.	Recomendaciones.....	89
3.13.	Bibliografía.....	91
3.13.1.	Bibliografía Citada.....	91
3.13.2.	Bibliografía Consultada.....	92
3.13.3.	Páginas Web.....	94
	ANEXOS.....	95

ÍNDICE DE CUADROS.

CUADRO 3.1.	DIAGRAMA DE FLUJOS DEL DISYUNTOR DE POTENCIA.....	82
-------------	---	----

ÍNDICE DE FIGURAS.

FIGURA 1.1.	CONCEPTUALIZACIÓN DE UN S.E.P.....	2
FIGURA 1.2.	FALLA LÍNEA A TIERRA.....	6
FIGURA 1.3.	FALLA DE LÍNEA A LÍNEA.....	6
FIGURA 1.4.	FALLAS DE DOS LÍNEAS A TIERRA.....	7
FIGURA 1.5.	FALLA TRIFÁSICA.....	7
FIGURA 1.6.	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL.....	8
FIGURA 1.7	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE.....	9
FIGURA 1.8.	RELACIÓN ENTRE I_n e I_r	11
FIGURA 1.9.	TIPOS DE RELÉS DE PROTECCIÓN.....	13
FIGURA 1.10.	ONDA DE UN C.C. EN UN OSCIOGRAMA.....	17
FIGURA 1.11.	FORMA DE ONDA DE UNA CONDICIÓN DE FALLA....	19
FIGURA 1.12.	CAPACITORES DE DESCARGA.....	20
FIGURA 1.13.	INTERRUPCIÓN CON FALLA DE LÍNEA CORTA.....	21
FIGURA 1.14.	TIPOS DE INTERRUPTORES DE POTENCIA.....	22
FIGURA 1.15.	INTERRUPTOR DE SF ₆	23
FIGURA 1.16.	VENTAJAS DE UN INTERRUPTOR DE GENERADOR...	26
FIGURA 1.17.	SOFTWARE ETAP 12.6.0.....	27
FIGURA 2.1.	DIAGRAMA UNIFILAR DE LA CENTRAL PUCARÁ.....	43
FIGURA 2.2.	FLUJOS DE POTENCIA DE LA CENTRAL PUCARÁ.....	43
FIGURA 2.3.	SIMULACIÓN DE CORTOCIRCUITO ESTÁNDAR IEC 60909 DE LA CENTRAL PUCARÁ.....	46
FIGURA 2.4	SIMULACIÓN DE FALLA TRIFÁSICA, L-G, L-L, L-L-G.	48
FIGURA 3.1.	DISYUNTOR DE POTENCIA A 13.8kV.....	64

FIGURA 3.2.	PROTECCIÓN SOBRECORRIENTE DEL TRANSFORMADOR DE SISTEMAS AUXILIARES.....	67
FIGURA 3.3.	PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE TRANSFORMADOR..	68
FIGURA 3.4.	CURVA DE RELE DE SOBRECORRIENTE SERVICIOS AUXILIARES (51).....	70
FIGURA 3.5.	CURVA DEL RELE DE SOBRECORRIENTE SERVICIOS AUXILIARES (51) EN FALLA.....	71
FIGURA 3.6.	CURVA DEL RELE SOBRECORRIENTE DE GENERADOR.....	72
FIGURA 3.7.	SISTEMA ELECTRICO CON FALLA EN EL GENERADOR.....	73
FIGURA 3.8.	CURVA DEL RELE SOBRECORRIENTE DE GENERADOR (51) EN FALLA.....	74
FIGURA 3.9.	CURVA DE RELES PARA LA PROTECCION DE LA UNIDAD GENERADORA.....	75
FIGURA 3.10.	MODIFICACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO CON EL NUEVO DISYUNTOR A 13.8kV.....	76
FIGURA 3.11.	OPERACIÓN DEL DISYUNTOR ANTE FALLA DEL TRANSFORMADOR AL ESTAR GENERANDO.....	79
FIGURA 3.12.	OPERACIÓN DEL DISYUNTOR ANTE UNA FALLA EN EL TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES....	80

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1.1.	VALORES DE IMPEDANCIAS.....	4
TABLA 1.2.	ESTADÍSTICAS DE FALLAS EN UN SEP.....	6
TABLA 1.3.	NIVELES DE AISLACIÓN.....	10
TABLA 1.4.	VOLTAJES NOMINALES Y MÁXIMOS DE DISEÑO....	15

TABLA 1.5.	ELEVACIÓN MÁXIMA DE TEMPERATURA DE UN INTERRUPTOR.....	16
TABLA 2.1.	VARIABLE INDEPENDIENTE ANÁLISIS DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO.....	32
TABLA 2.2.	VARIABLE DEPENDIENTE DIMENSIONAMIENTO DE UN INTERRUPTOR DE POTENCIA.....	33
TABLA 2.3.	PROTECCIÓN DEL GENERADOR, TRANSFORMADOR Y ELEMENTOS QUE ACTÚAN EN UNA FALLA.....	37
TABLA 2.5.	TERMINOLOGÍA.....	39
TABLA 2.6.	MÍNIMA GENERACIÓN – NIVEL DE VOLTAJE 138 kV.	40
TABLA 2.7.	MÁXIMA GENERACIÓN – NIVEL DE VOLTAJE 138 kV	40
TABLA 2.8.	DATOS TÉCNICOS DEL GENERADOR.....	41
TABLA 2.9.	DATOS TÉCNICOS TRANSFORMADOR,CABLES Y L/T	42
TABLA 2.10.	FLUJOS DE CARGA.....	44
TABLA 2.11.	INFORME ORIGEN PERDIDAS EN RAMALES.....	44
TABLA 2.12.	INFORME RESUMIDO DE ALERTAS.....	45
TABLA 2.13.	INFORME DE CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO BARRA 1	47
TABLA 2.14.	CORRIENTE DE FALTA DE INTERRUPCIÓN EN CORTOCIRCUITO. (KA).....	47
TABLA 2.15.	ANÁLISIS DE RESULTADOS DE FALLA TRIFÁSICA, L-G, L-L, L-L-G.....	49
TABLA 2.16.	RESUMEN DE LA IMPEDANCIA DE SECUENCIA.....	49
TABLA 2.17.	ANÁLISIS DEL ARCO ELÉCTRICO.....	50
TABLA 3.1.	CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO BUS 1 DE 13.8 kV	60
TABLA 3.2.	PARÁMETROS ELÉCTRICOS DEL DISYUNTOR DE POTENCIA.....	62
TABLA 3.3.	CAPACIDAD DEL DISYUNTOR AISLADO EN SF6.....	63
TABLA 3.4.	AJUSTES DE PROTECCIÓN DE LOS RELÉS DEL GENERADOR Y TRANSFORMADOR.....	65

TABLA 3.5.	AJUSTE DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE SISTEMAS AUXILIARES.....	69
TABLA 3.6.	INFORME RESUMEN DE CORTOCIRCUITO Y SECUENCIA DE OPERACIÓN DEL RELE (51) SERVICIOS AUXILIARES.....	71
TABLA 3.7.	AJUSTE DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE DEL GENERADOR.....	72
TABLA 3.8.	RESUMEN DE CORTOCIRCUITO Y SECUENCIA DE OPERACIÓN DEL RELE (51) CON FALLA EN EL GENERADOR.....	73
TABLA 3.9.	PROTECCIÓN Y EQUIPOS QUE SE DISPARA CON LA IMPLEMENTACIÓN DEL DISYUNTOR POTENCIA.....	78
TABLA 3.10.	INVERSIÓN EQUIPO ELÉCTRICO.....	82
TABLA 3.11.	DEPRECIACIÓN ANUAL DE INVERSIÓN FIJA.....	83
TABLA 3.12.	AMORTIZACIÓN ACTIVO DIFERIDO.....	83
TABLA 3.13.	CAPITAL DE TRABAJO.....	84
TABLA 3.14.	INVERSIÓN TOTAL.....	84
TABLA 3.15.	INVERSION TOTAL DEL PROYECTO.....	85



RESUMEN

El presente trabajo de investigación se elaboró con la finalidad de dimensionar y proponer un disyuntor de potencia con sus respectivas características y parámetros eléctricos en la Central Hidroeléctrica Pucará CELEC E.P Unidad de Negocio Hidroagoyan a 13.8kV Unidad Generadora U1, con la utilización de encuestas como herramienta de investigación para la recolección de información en tiempo real sobre las condiciones actuales de operación que está trabajando para incorporarse al Sistema Nacional Interconectado (SIN), comprobamos la hipótesis formada. El trabajo realizado utilizó el software ETAP 12.6.0, guía de normas estandarizadas IEC (International Electrotechnical Commission), para las especificaciones del equipo eléctrico, que tenga la capacidad de interrumpir el flujo eléctrico bajo condiciones normales y anormales que actuara bajo el mando de un sistema de control y operación para el cierre y apertura del equipo. El estudio cuenta con definición de características eléctricas del disyuntor de potencia, análisis de flujos de potencia, corrientes de cortocircuito, para especificar el equipo que se ajusta al sistema eléctrico de potencia que contribuirá a la mejora en operación y maniobrabilidad de la unidad generadora U1, los procesos de incorporación al sistema se verán modificadas con la posterior implementación del disyuntor SF6. En la tesis se realizó la simulación de corrientes de cortocircuito para detallar los parámetros del equipo eléctrico y la inversión con la colaboración, de la empresa beneficiada en la adquisición de información técnica del sistema eléctrico, como también las sugerencias y opiniones técnicas en el desarrollo del presente estudio de la Central Hidroeléctrica Pucará.



ABSTRACT

The following research work was developed with the purpose of sizing and purpose a circuit breaker with its respective characteristics and the necessary parameters in EP CELEC Pucara Hydroelectric Business Unit Hidroagoyan to 13.8 kV generating unit U1. This work was done with the use of surveys as a research tool to collect real time information on current operating conditions which is working to join the National Interconnected System (SNI) to prove the formulated hypothesis. This work used ETAP 12.6.0 software as a standardized rules guide IEC (International Electrotechnical Commission) for the specifications of the electric flow under regular and irregular conditions. All of this will act under the work of a control system and operations to open and close the equipment. This research study is supported by definition of electrical characteristics of the circuit breaker, analysis of power flow and fault currents to specify that the equipment is aligned with the electrical system. This will contribute to improve operations and the handling of the generating unit U1 on the other hand; the incorporating processes will be modified with the implementation of a SF6 circuit breaker. In this research work, we provide a simulation of short circuit currents to detail the parameters of the electrical equipment and the investment carried out with the collaboration of the benefited company in the acquisition of valuable information as well as suggestions and opinions that have to do with the development of this study in Central Pucara Hydroelectric.



AVAL DE TRADUCCIÓN

En calidad de Docente del Centro Cultural de Idiomas de la Universidad Técnica de Cotopaxi.

Certifico, que he realizado la revisión del Abstract, de la tesis elaborada por los postulantes Paucar Fonseca Jairo Fabricio y Paucar Fonseca Edison David con el tema de tesis **“ANÁLISIS DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE UN INTERRUPTOR DE POTENCIA A 13.8 KV ENTRE LA UNIDAD GENERADORA U1 Y EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE 40 MVA A 13.8/138 KV EN LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA PUCARÁ CELEC E.P UNIDAD DE NEGOCIO HIDROAGOYAN EN EL PERIODO 2015 - 2016”**, el mismo que cumple con requerimientos técnicos gramaticales del idioma Inglés.

Es todo cuanto puedo certificar en honor a la verdad; pudiendo hacer uso de la presente para los fines legales pertinentes.

Latacunga, 03 de Febrero del 2016.

.....
Lic. M.Sc Chiluisa Chiluisa Marcia Janeth
C.C. 050221430-7



INTRODUCCIÓN

La protección en los sistemas eléctricos de potencia tiene una importancia relevante; tras el crecimiento acelerado de las redes eléctricas y el cambio de la matriz energética en el País, son factores que requieren de una mejor calidad en el suministro eléctrico. Dentro del marco conceptual, la protección constituye un tema muy importante, especialmente con la orientación hacia la aplicación de los esquemas de protección en los sistemas eléctricos, razón por la cual en nuestro análisis de corrientes de cortocircuito se ha hecho énfasis en los conceptos básicos de la protección desde un punto de vista de la aplicación. Se planifica con claridad el problema desde su origen y se lo ilustra en cada capítulo de manera objetiva y didáctica; por tal motivo tratamos temas tales como: Sistemas Eléctricos de Potencia, estudio de cortocircuito, Impedancias del Equipo eléctrico, el transformador, Efectos de un transformador por operación directa, el interruptor de potencia, capacidad de interrupción Simétrica y Asimétrica, Capacidad de Cierre, Ciclo de Operación, Interrupción, Métodos de Extinción del Arco, Fallas Simétricas y Asimétricas, Dimensionamiento de un Interruptor de Potencia, Voltajes Transitorios, Programas de Simulación, entre otros temas de relevancia que contienen prácticamente toda la información necesaria para el dimensionamiento del Interruptor de Potencia.

El análisis agrupa un amplio material bibliográfico y estudios elaborados con relación al dimensionamiento de equipos y sistemas de protección publicados en textos como: “Fundamentos de Protección de Sistemas Eléctricos por relevadores”; “Elementos de Diseño de Subestaciones” textos escritos por el autor ENRÍQUEZ HARPER

Gilberto, también mencionamos argumentos del libro “Análisis de Sistemas de Potencia” bajo la autoría de GRAINGER J. John & STEVENSON D. William Jr., entre otros tomos, tesis y publicaciones que tomamos en cuenta y que agrupan temas de relevancia en nuestro dimensionamiento. Además se utiliza técnicas como la Encuesta que es aplicada a la población para dar a conocer el estudio de este proyecto integrador.

El desarrollo del tema: “ANÁLISIS DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE UN INTERRUPTOR DE POTENCIA A 13.8 KV ENTRE LA UNIDAD GENERADORA U1 Y EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE 40 MVA A 13.8/138 KV EN LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA PUCARÁ CELEC E.P UNIDAD DE NEGOCIO HIDROAGOYAN EN EL PERIODO 2015 - 2016”, se ha organizado en tres capítulos siguiendo una secuencia sistemática.

En el Capítulo I se redacta el proceso investigativo, se analiza y expone teorías, enfoques teóricos, estudios, antecedentes y conceptos básicos de la protección de los sistemas eléctricos y al estudio del corto circuito en una forma simplificada; en general componentes teóricos considerados válidos para respaldar la estructura de la tesis. En el Capítulo II se puntualiza el análisis e interpretación de resultados que arroja luego del desarrollo de encuestas dirigidas a los Jefes de Operación, Especialistas, Supervisores y operadores de la Unidad generadora U1 de la central hidroeléctrica “Pucará” para dar a conocer los objetivos del estudio y sus beneficios en la unidad de generación. Seguidamente en el Capítulo III se desarrolla la propuesta, los cálculos, el estudio de factibilidad, el análisis técnico mediante modelos matemáticos, usando herramientas informáticas como es el software ETAP 12.6.0, autoría de la Universidad Técnica de Cotopaxi para graficar la operación de la unidad generadora así como para seleccionar adecuadamente el interruptor de potencia.

CAPITULO I

1. Marco Teórico.

1.1. Antecedentes investigativos.

La Generación de energía está atravesando por un cambio muy importante, en el país, y consiste en mejorar la matriz energética remplazando los generadores que funcionan con combustibles tradicionales como los derivados del petróleo. Con este objetivo en la actualidad se están ejecutando mega construcciones de hidrogenación a fin de cubrir la demanda de energía del País y llegar hasta el último usuario en forma eficaz y segura con el suministro eléctrico.

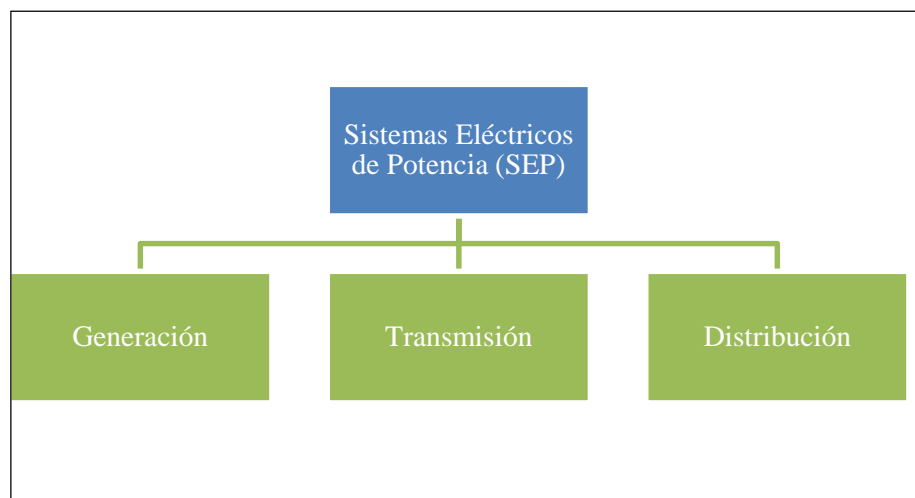
Así por ejemplo el proyecto de investigación realizado por la Universidad Técnica de Cotopaxi bajo el tema de “Estudio Y Dimensionamiento De Un Disyuntor De Potencia De 69 kV Con Sus Respectivas Protecciones Para La Empresa Holcim” elaborada por los autores: CAISA YUPANGUI Luis Héctor y COLLAGUASO PAREDES Marco Paul, 2013, (p. 118) donde concluyen que “La implementación del disyuntor de potencia propuesto cuenta con las características eléctricas necesarias para fortalecer las carencias del sistema eléctrico de la Empresa Holcim S.A. Planta Latacunga, ya que con su inserción en el sistema eléctrico mejorará las maniobras de operación de la subestación, despejará contingencias eléctricas, logrará renovar la seguridad en la subestación y reducir al mínimo las fatalidades hombre-máquina.”

1.2. Fundamentación teórica.

1.2.1. Sistemas eléctricos de potencia (S.E.P).

Según el Autor, MUJAL ROSAS.R, 2002, (p.231) sostiene que “La energía eléctrica es una de las formas más sencillas de la energía, de las que a mayores distancias es posible transportarla. Se puede obtener de una diversa variedad de fuentes primarias de energía y es la que más usos y aplicaciones ofrece en la vida cotidiana”.

FIGURA 1.1. “CONCEPTUALIZACIÓN DE UN S.E.P.”



Elaborado por: Paucar Jairo, Paucar Edison.

1.2.1.1. Subsistema de generación.

Comprende las Centrales Generadoras, las cuales producen energía eléctrica a partir de otras fuentes de energía. Habitualmente los voltajes de generación oscilan entre 3 y 23 kV y la potencia de una central puede variar mucho desde menos de 100 hasta 1000 MVA o más.

1.2.2. Estudio de cortocircuito.

1.2.2.1. Representación de elementos.

ENRIQUEZ HARPER G, 2002, (p.180) señala que: “Un análisis de corrientes de cortocircuito se inicia siempre con un diagrama unifilar del sistema a estudiar en donde se indiquen todos los elementos que van a intervenir en el estudio, especialmente las fuentes y los dispositivos pasivos, los cuales deberán tener los valores de potencias, voltajes e impedancias necesariamente.”

Las impedancias de los distintos elementos están referidas a sus valores de potencia y voltaje que son denominadas como valores base, por tal motivo tenemos:

$$Z_{0/1} = Z_{0/0} / 100$$

O también:

$$Z_{0/0} = Z_{0/1} \times 100$$

Siendo:

$Z_{0/0}$ La impedancia expresada en por ciento.

$Z_{0/1}$ La impedancia expresada en por unidad.

Cuando una impedancia esta expresada en Ohms como ocurre en las líneas de transmisión y se desea expresar en por ciento refiriéndola a una potencia base expresada en kVA y a un voltaje base expresada en kV se empleara:

$$Z_{0/0} = \frac{Z (\Omega) \times KVA_{base}}{(KV_{base})^2 \times 10} \quad \text{EC.1.1}$$

Dónde:

$Z (\Omega)$ = Es la impedancia expresada en ohms.

KVA_{base} = la potencia expresada en KVA

KV_{base} = el voltaje base expresada en KV.

1.2.2.2. Impedancias del equipo eléctrico.

ENRIQUEZ HARPER G, 2002, (p. 186) afirma: “Los valores de impedancias de los equipos eléctricos los establecen normalmente los fabricantes, es recomendable dentro de lo posible que se disponga de las cantidades correctas para el estudio de cortocircuito.”

Generadores Síncronos. En la determinación de las corrientes de cortocircuito se debe conocer la reactancia inicial de eje directo (reactancia subtransitoria) $X^n d$, esta reactancia es el valor efectivo de las máquinas síncronas en el instante en que ocurre el cortocircuito.

$$X^n d = \frac{X^n d \times Vn^2}{100 \times PN} \quad \text{EC.1.2}$$

Dónde:

$X^n d$ = Valor inicial de reactancia subtransitoria en porciento.

VN = Voltaje Nominal del generador en KV.

P_n = Potencia nominal del generador en KVA.

TABLA 1.1. “VALORES DE IMPEDANCIAS”

Tipo de Generador	Polos Lisos	Polos Salientes con devanados de Amortiguamiento.	Polos salientes sin devanados de Amortiguamiento
Reactancia Subtransitoria Inicial $X^n d$ en %	9-32 ⁽¹⁾	12-30 ⁽²⁾	20-40 ⁽²⁾
Reactancia Transitoria Inicial $X^n d$ en %	14-35 ⁽³⁾	20-45	20-40
Reactancia Síncrona Inicial X_S en %	140-300	80-180	80-180
Reactancia de secuencia negativa X_2 en %	9-22	10-25	30-50

Fuente: ENRIQUEZ HARPER G, 2002 (p.104)

1.2.3. Fallas simétricas y asimétricas.

Según los Autores GRAINGER J. Jonh. & STEVENSON D. William, (1996), (p.358) señalan que: “Una falla en un circuito es cualquier evento que interfiere con un flujo normal de corriente. La mayoría de las fallas en líneas de transmisión de 115kV, o mayores, son originadas por las descargas atmosféricas (rayos) que dan como resultado el flameo de aisladores.”

GRAINGER J. Jonh. & STEVENSON D. William, (1996), (p.358) dicen que: “La experiencia a ha mostrado que entre el 70 y 80% de las fallas en líneas de transmisión son fallas monofásicas a tierra (o línea a tierra), que se originan en el flameo de una línea a la torre y a la tierra. Aproximadamente en 5% de las fallas intervienen las tres fases. Estas son llamadas fallas trifásicas simétricas.”

1.2.4. Calculo de fallas.

CASTAÑO Samuel Ramírez, 2003, (p.32) afirma que: “Los circuitos de secuencia positiva, negativa y cero que llevan las corrientes I_1 , I_2 e I_0 respectivamente, son conectados juntos en un arreglo particular para representar una condición dada de falla desbalanceada.”

Según ENRIQUEZ HARPER G, 2002, (p.435) señala que “Los sistemas eléctricos están expuestas a condiciones anormales de operación como sobrevoltajes debido a descargas atmosféricas o sobrevoltaje por maniobra de interruptores en la redes, perdida de carga”. Una estadística de fallas del sistema eléctrico se detalla a continuación.

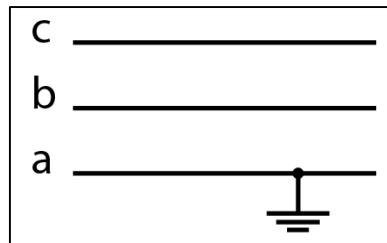
TABLA 1.2. “ESTADÍSTICAS DE FALLAS EN UN SEP”

PARTE DEL SISTEMA	% DEL TOTAL DE FALLAS
Líneas aéreas	50
Cables subterráneos	10
Interruptores	15
Transformadores de potencia	12
Transformadores de potencial y corriente	2
Equipo de control	3
Equipos varios en las subestaciones	8
Total	100

Fuente: ENRIQUEZ HARPER G, 2002 (p.434)

1.2.4.1. Falla línea a tierra, con una probabilidad de ocurrencia del orden del 85% como se puede observar en la Figura 1.2.

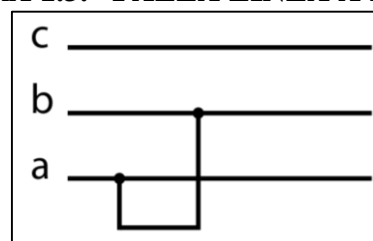
FIGURA 1.2. “FALLA LÍNEA A TIERRA”



Fuente: ENRIQUEZ HARPER G, 2002 (p.435)

1.2.4.2. Falla línea a línea, con una probabilidad de ocurrencia del orden del 8% como se puede observar en la Figura 1.3.

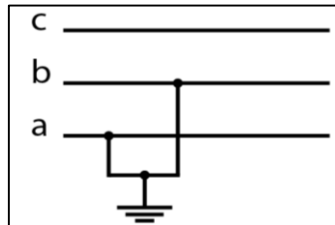
FIGURA 1.3. “FALLA LÍNEA A LÍNEA”



Fuente: ENRIQUEZ HARPER G, 2002 (p.435)

1.2.4.3. Fallas de dos líneas a tierra, con una probabilidad de ocurrencia del orden el 5% como se puede observar en la Figura 1.4.

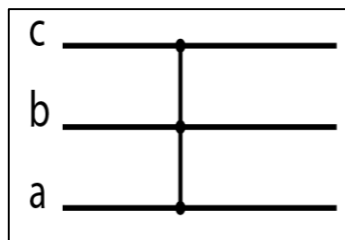
FIGURA 1.4. “FALLAS DE DOS LÍNEAS A TIERRA”



Fuente: ENRIQUEZ HARPER G, 2002 (p.435)

1.2.4.4. Falla trifásica, probabilidad de ocurrencia del orden del 2% como se puede observar en la Figura 1.5.

FIGURA 1.5. “FALLA TRIFÁSICA”



Fuente: ENRIQUEZ HARPER G, 2002 (p.435)

1.2.5. Elementos de un sistema eléctrico de potencia.

1.2.5.1. El transformador.

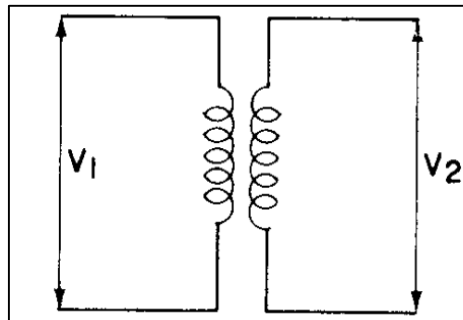
Según RAS OLIVA Enrique, 1994, (p.05) señala que “El transformador se define como una maquina estática que tiene la misión de transmitir energía eléctrica de un circuito a otro, mediante un campo electromagnético alterno, a otro sistema con voltaje deseado.

- Conserva la frecuencia constante.
- Lo hace bajo el principio de inducción electromagnética.
- Circuitos eslabonados magnéticamente y aislados eléctricamente.

1.2.5.1.1. Transformadores de potencial.

ENRIQUEZ HARPER G, 2002, (p.115) menciona que un Transformador de Potencial (TP): “Es aquel cuya función principal es transformar los valores de voltaje sin tomar en cuenta la corriente. Estos transformadores sirven para alimentar instrumentos de medición, control o protección que requieran señal o voltaje.”

FIGURA 1.6. “TRANSFORMADOR DE POTENCIAL”

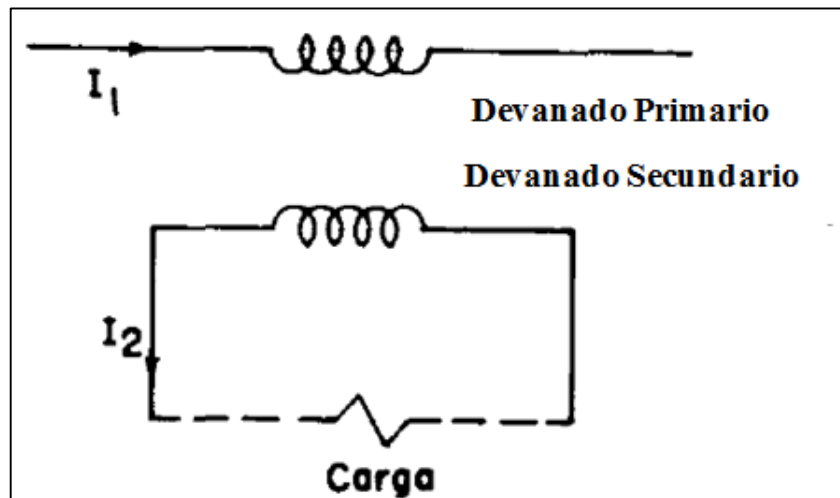


Fuente: ENRIQUEZ HARPER G, 2002 (p.168)

1.2.5.1.2. Transformadores de corriente.

Según ENRIQUEZ HARPER G, 2002, (p.72) determina que el transformador de corriente es empleado “Cuando se desea hacer mediciones cuyos valores son elevados y no pueden ser manejados directamente por los elementos de medición y protección, o bien, cuando se trata de hacer mediciones de corriente en circuitos que operan voltajes elevados es necesario establecer un aislamiento eléctrico entre el circuito primario conductor y los instrumentos.”

FIGURA 1.7. “TRANSFORMADOR DE CORRIENTE”



Fuente: ENRIQUEZ HARPER G, 2002 (p.72)

1.2.5.1.3. Niveles de aislamiento en transformadores NBA (BIL)

AVELINO. P. Pedro., 2001, (p.18) dice que: “El Nivel Básico de Aislamiento al impulso, en ingles BIL, representa la capacidad en un transformador de soportar un “sobre voltaje” producida por una descarga atmosférica o por apertura – cierre del circuito de alimentación del transformador”

1.2.5.1.4. Condiciones normales de operación.

Son definidas bajo estándares IEC y ANSI para operar normalmente considerando las siguientes variables y rangos: la temperatura de medio ambiente, altitud de operación, humedad y radiación solar. Para condiciones inusuales de funcionamiento los estándares recomiendan el uso de factores de corrección. Dentro del Nivel de Aislación los estándares clasifican los niveles de aislación como; voltaje de resistencia a frecuencia industrial y voltaje de resistencia a las descargas atmosféricas.

TABLA 1.3. “NIVELES DE AISLACIÓN”

Voltaje (kV)		Voltaje Frecuencia		Voltaje de carga	
Grado Umax	Rango Un	Industrial (kV rms)		Atmosférica BIL (kVp)	
ANSI	IEC	ANSI	IEC	ANSI	IEC
4.16		19		60	
7.2	7.2	36	20	95	60
	12		28		75
13.8		36		95	
	17.5		38		95

Fuente: IEC 62271-100: 2006 y ANSI C37.06.1-2000.

La Norma; IEC 60071-2, 1996, para determinar el BIL de los equipos eléctricos está relacionada con la dependencia de presión atmosférica de la altitud la cual esta referenciada en el estándar IEC 721-2-3 que serán implementados en lugares que superan los 1000 m.s.n.m se utiliza un factor de corrección atmosférico K_a , que viene dado por la siguiente expresión:

$$K_a = e^{m\left(\frac{H-1000}{8150}\right)} \quad \text{EC.1.3}$$

Dónde el exponente m depende de varios parámetros incluyendo la ruta de descarga mínima que es generalmente desconocido en la etapa de diseño. La determinación del exponente m se basa en el estándar IEC 60-1.

En donde:

K_a = Coeficiente de corrección atmosférica.

H = Altura por encima del nivel del mar dada en metros (m).

$m = 1,0$ para voltajes de frecuencia industrial que se puede soportar en espacios de aire y aisladores limpios.

1.2.5.1.5. Efectos en un transformador por operación directa.

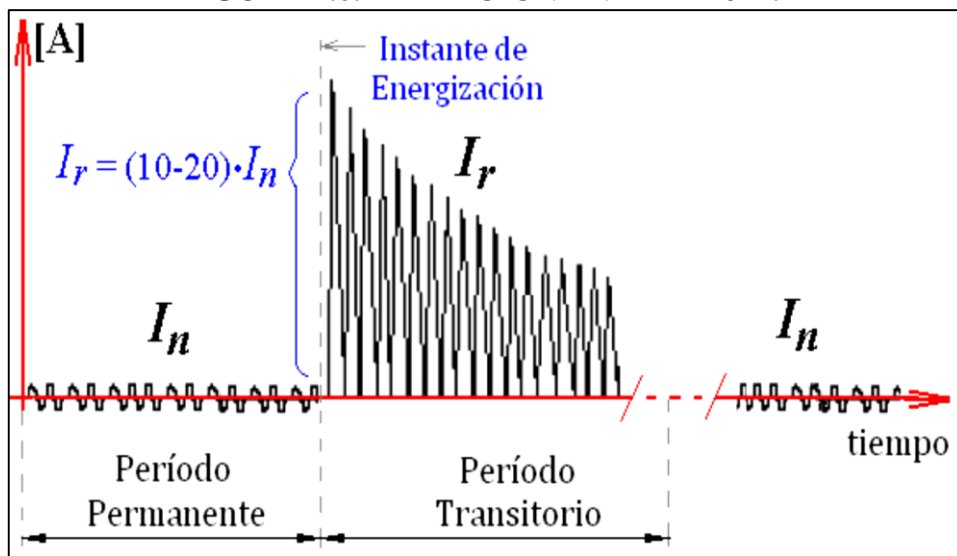
1.2.5.1.5.1. Corriente inrush en transformadores.

Según el artículo de OLIVEIRA M. O., BRETAS A. S., & Otros, (p.01) afirma: “Por causa de la magnetización del núcleo de hierro, en el momento que el transformador sin carga es energizado, aparece en el bobinado primario una corriente transitoria conocida como “corriente inrush” la cual se presenta como picos transitorios cuya amplitud puede alcanzar valores elevados poniendo en riesgo la vida útil del transformador. Los transformadores utilizados en SEP requieren, en régimen permanente, corrientes de excitación del orden de 0,5 – 0,2 % de la corriente nominal”.

1.2.5.1.5.2. Características de la corriente de inrush.

OLIVEIRA M. O., BRETAS A. S., & Otros, 2012, (p.01) dicen: “La corriente inrush es un evento transitorio puede generar la operación indebida de los sistemas de protección asociados al transformador (fusibles y relé de sobrecorriente) perjudicando la calidad y la confiabilidad de la energía entregada al consumidor”.

FIGURA 1.8. “RELACIÓN ENTRE I_n e I_r .”



Fuente: OLIVEIRA M. O., BRETAS A. S., & Otros, (p.02)

Por otro lado, la intensidad y la duración de la corriente inrush dependen de los siguientes factores:

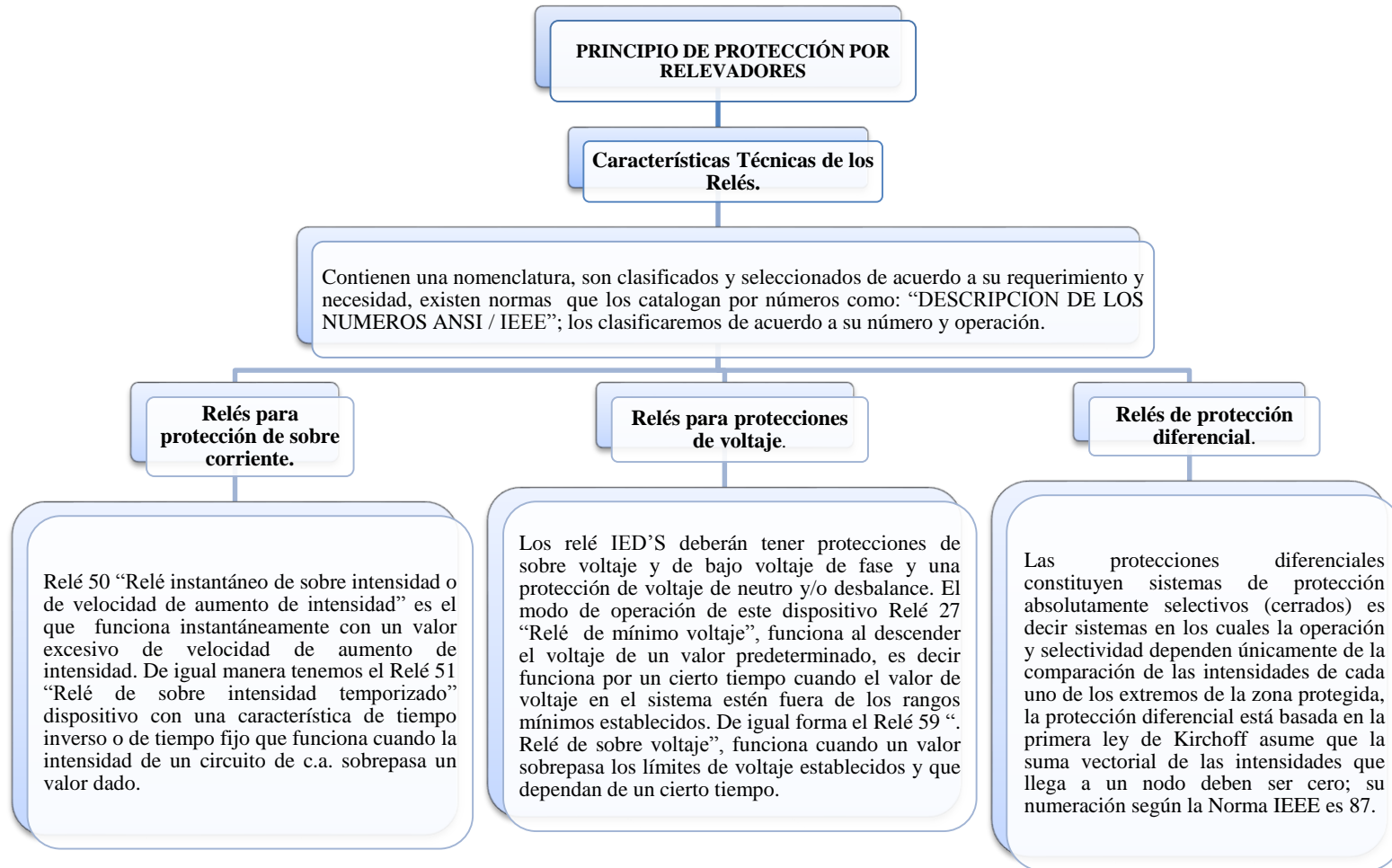
- Valor instantáneo del voltaje aplicado al transformador en el instante de energización.
- Magnitud y sentido del flujo residual en el núcleo magnético.
- Resistencia e inductancia equivalente serie del circuito alimentador.
- Características magnéticas y geométricas del núcleo.
- Impedancia de carga conectada al secundario.
- Velocidad de cierre de los contactos del disyuntor.
- Existencia de bobinado terciario conectado en delta, en transformadores trifásicos.

1.2.5.2. Relés.

“La función principal de los relevadores usados para protección es determinar lo más pronto posible la existencia de cortocircuito en el sistema por lo que la mayoría en los relevadores opera en más o menos un ciclo de la frecuencia del sistema (0.011seg a 60 Hz) por lo que pueden enviar la señal de disparo a los interruptores correspondientes”.

Se dice que un relevador se ha disparado cuando cambia su posición de FUERA (off) a DENTRO (in) así el valor de la cantidad característica al ocurrir este cambio se denomina el valor de disparo. Cabe recalcar que esta función difícilmente podría ser realizada por un operador humano en forma tan confiable, rápida y económica ya que dependiendo de los parámetros del relevador su velocidad de disparo es dinámica; además los relevadores no solo tienen la capacidad de operar rápidamente sino deben estar en posibilidad de distinguir entre cortocircuito y algunas otras anomalías.

FIGURA 1.9. “TIPOS DE RELES PROTECCIÓN.”



Elaborado por: Paucar Jairo, Paucar Edison

1.2.5.3. Interruptor de potencia, disyuntor.

ENRIQUEZ HARPER G, 2002, (p.102) suscribe que “Los interruptores de potencia son equipos mecánicos de maniobra son los elementos cuya función es conectar o desconectar los circuitos bajo condiciones de corriente nominal, vacío o cortocircuito, es decir en condiciones normales o anormales.”

Su operación o ciclo de trabajo se pueden constituir de las siguientes formas:

- Desconexión normal
- Interrupción de corriente de falla
- Cierre con corrientes de falla
- Interrupción de corrientes capacitivas
- Interrupción de pequeñas corrientes inductivas
- Fallas de línea Corta (falla kilométrica)
- Recierres automáticos rápidos.

1.2.5.3.1. Voltaje nominal.

ENRIQUEZ HARPER G, 2002, (p.103) aduce que: “Durante las condiciones normales de operación de un sistema el voltaje no es constante, por lo que los fabricantes deben garantizar la correcta operación del interruptor al voltaje máxima de diseño, por lo general es mayor que el voltaje nominal de operación. El voltaje máximo de diseño de un interruptor es el máximo valor de voltaje para el cual el interruptor puede operar.”

TABLA 1.4. “VOLTAJES NOMINALES Y MÁXIMOS DE DISEÑO”

Voltaje Nominal (kV)	Voltaje Máxima de diseño (kV)
2.2	2.2
4.16	4.16
13.18	15.0
23.0	24.6
34.5	38.0
69.0	72.5
115.0	123.0
230.0	245.0

Fuente: ENRIQUEZ HARPER G, 2002 (p.103)

1.2.5.3.2. Corriente nominal.

El autor ENRIQUEZ HARPER G, 2002, (p.104) en su libro alega que: “La corriente de un interruptor es el valor eficaz de la corriente expresada en amperios, para el cual está diseñado y que debe ser capaz de conducir continuamente sin exceder los límites recomendables de elevación de temperatura.” La corriente nominal se la puede obtener mediante la aplicación de la fórmula de la potencia que se obtiene:

$$P = \sqrt{3} \times V \times I \times \cos \phi$$

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \times V \times fp} ; \text{Amp.} \quad \text{EC.1.4}$$

Dónde:

I = Corriente.

P = Potencia Activa.

V = Voltaje Nominal.

fp = Factor de Potencia.

Los valores de la Tabla 1.5., corresponden a interruptores de operación exterior, para interruptores que operan en interiores los límites de elevación de temperatura se basa sobre la temperatura ambiente dentro del elemento que los contiene y no debe exceder a 40C si el interruptor tiene contactos de cobre o 55C si tiene contactos de plata.

TABLA 1.5. “ELEVACIÓN MÁXIMA DE TEMPERATURA PARA LAS PARTES DE UN INTERRUPTOR”

Partes o Componentes	Límites de Elevación de Temperatura en Grados Centígrados	
	Interruptor en Aceite	Interruptor que no usa Aceite
Contactores en Aire	30	35
Contactores en Aceite	30	-
Aceite	30	-
Bobinas de Potencial con aislamiento tipo 0*	35	35
Bobinas en serie con aislamiento clase 0*	50	50
Bobinas en serie y de potencial con aislamiento clase A.	50	50
Bobinas en serie y de potencial con aislamiento tipo clase B.	70	70

Fuente: ENRIQUEZ HARPER G, 2002 (p.104).

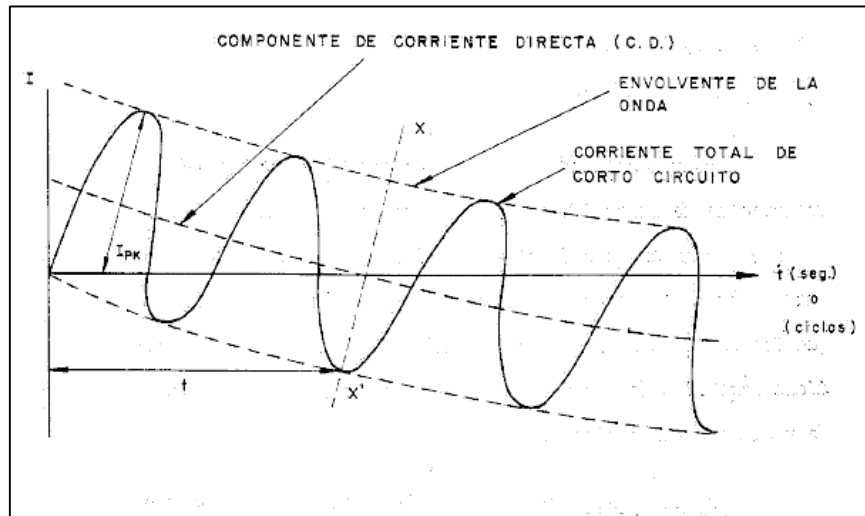
O*.- Tipo sintético.

A.- Papeles en Aceite.

1.2.5.3.3. Capacidad de interrupción simétrica y asimétrica.

ENRIQUEZ HARPER G, 2002, (p.106) adjudica que: “las corrientes de cortocircuito (C.C) están formadas de varias componentes, si se toma un oscilograma de una corriente de C.C se puede observar que en general son asimétricas con relación a un eje de referencia de tal manera que el valor eficaz de la corriente varía con el tiempo.” Después del instante de la falla de corriente de c.c decae a un valor inicial I_{pk} a un valor sostenido además hay que agregar el tiempo propio de los relevadores que envían la señal de apertura al interruptor.

FIGURA 1.10. “ONDA DE UN C.C. EN UN OSCILOGRAMA”



Fuente: ENRIQUEZ HARPER G, 2002 (p.106).

1.2.5.3.4. Capacidad de cierre en cortocircuito.

La capacidad de un disyuntor, para cerrar sus contactos en condiciones de C.C (Cortocircuito), en el sistema, el autor ENRIQUEZ HARPER G, 2002, determina los siguientes términos:

Corrientes de Cierre: La corriente de cierre de un interruptor cuando cierra sobre un C.C. es el valor eficaz de la corriente total (incluyendo las componentes de C.A y C.D), y son medidas de la envolvente de la onda de corriente en su primer valor cresta, en la Figura 1.10., este valor es I_{pk} .

La corriente de cierre de un interruptor es aquella que corresponde a esta maniobra de voltaje nominal del mismo, la ausencia de este valor en la placa de características del interruptor involucra que se debe de calcular de la siguiente forma:

$$\text{Making Current} = \text{Corriente de cierre sobre C.C} = 1.8\sqrt{2} = 2.54 \quad \text{EC.1.5}$$

1.2.5.3.5. Ciclo de operación nominal.

ENRIQUEZ HARPER G, 2002, (p.221) señala que: “En diferentes circunstancias los interruptores pueden ver sometidos a diferentes esfuerzos (una gran variedad), por ejemplo, la corriente varía de unos cuantos amperes cuando tienen transformadores en vacío hasta valores muy grandes de corriente que pueden llegar a ser del orden de kiloamperes, pudiendo también operar para conectar líneas de vacío o cables de vacío, de tal forma que mientras las corrientes de carga son más o menos óhmicas, las corrientes de C.C. son puramente inductivas y la desconexión de líneas de vacío puramente capacitivas.”

1.2.5.3.6. Condiciones de operación de los interruptores de potencia.

Las principales condiciones de operación a las que se ve sometido un interruptor y se mencionan son en adición a la capacidad interruptora y a la capacidad de cierre sobre cortocircuitos el autor ENRIQUEZ HARPER G, 2002 en su libro de Elementos de Diseño de Subestaciones Eléctricas propone la siguiente clasificación.

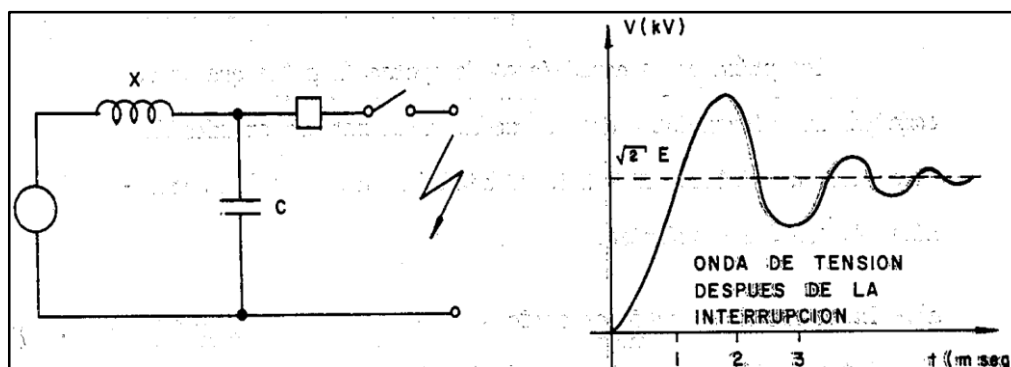
- Interrupción de cortocircuito.
- Interrupción de Pequeñas corrientes inductivas.
- Desconexión de Capacitores.
- Interrupción con Falla de línea corta (Falla kilométrica).

1.2.5.3.7. Interrupción de cortocircuito.

La corriente de cortocircuito depende básicamente de la fuente de voltaje E y la reactancia en serie con ella, X, calculándose para el caso de la falla trifásica de acuerdo a las expresiones realizadas.

$$I_{SIM} = \frac{KVA_{BASE}}{\sqrt{3} KV_{FALLAS} X P x U} ; I_{ASIM} = K I_{SIM} \quad \text{EC.1.6}$$

FIGURA 1.11. “FORMA DE ONDA DE UNA CONDICIÓN DE FALLA”



Fuente: ENRIQUEZ HARPER G, 2002 (p.113).

K = Factor de Asimetría

E = Fuente de Voltaje.

X = Reactancia en serie entre el punto de falla y la fuente de voltaje.

L = Inductancia del transformador

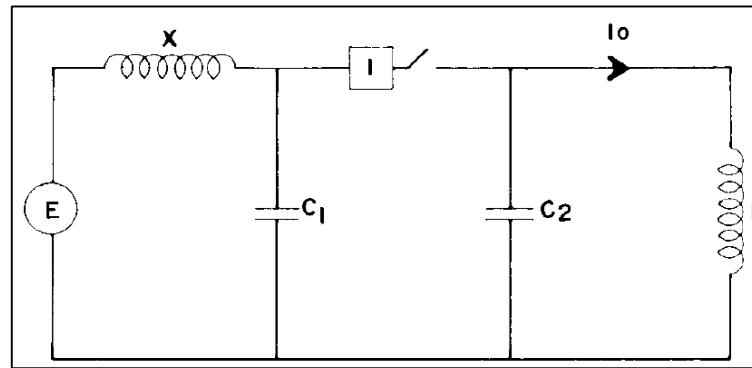
C = Capacitancias concentradas

Después que el arco de corriente se extingue al pasar por el cero de su frecuencia natural (60Hz), el circuito recupera su voltaje y aparece entre los terminales del interruptor un voltaje transitorio de restablecimiento (TRV), o voltaje de reignición por lo que se debe especificar estas cantidades en la serie de datos para la operación del interruptor.

1.2.5.3.8. Interrupción de pequeñas corrientes inductivas.

Las corrientes de magnetización de los transformadores son por lo general pequeñas (del orden de 1 al 2% de la corriente nominal) de manera que su interrupción por si misma constituye un problema para el interruptor, la supresión de estas corrientes antes de su cero natural presenta una elevación de voltaje que puede ser muy peligrosa pues puede alcanzar hasta 3 veces el valor de voltaje máximo del diseño del interruptor a través de la inductancia del transformador.

FIGURA 1.12. “CAPACITORES DE DESCARGA”



Fuente: ENRIQUEZ HARPER G, 2002 (p.250).

1.2.5.3.9. Interrupción con falla de línea corta (Falla kilométrica).

La interrupción de corrientes de cortocircuito debido a fallas que ocurren en el primer kilómetro o alrededor del primer Km de una línea cercana produce una condición severa de operación del interruptor, esto se debe a que el voltaje transitorio de restablecimiento en los polos del interruptor está acompañada de una componente de alta frecuencia del lado de la línea. Una frecuencia de oscilación bastante alta, con relación a la impedancia característica de la línea de C.C, obteniéndose este índice de elevación al voltaje transitorio de restablecimiento (IETTR) de acuerdo a la siguiente expresión:

$$IETTR = \sqrt{2} IWZ \quad \text{EC.1.7}$$

Dónde:

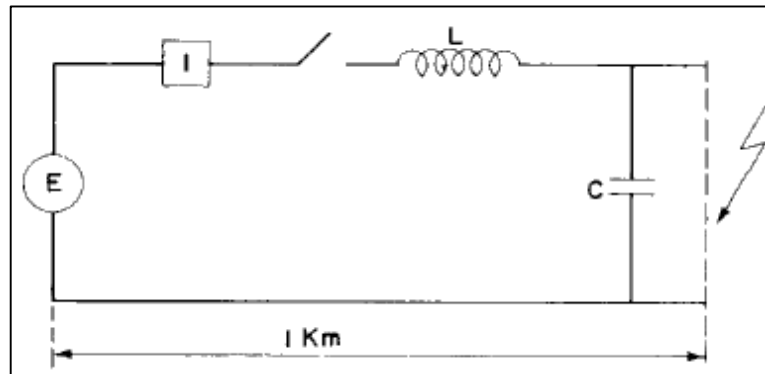
I = Corriente de cortocircuito

W = Frecuencia Angular de servicio

Z = Impedancia característica de la línea en falla [ohmios]

$$Z = \sqrt{\frac{L}{C}} \text{ [ohmios]} \quad \text{EC.1.8}$$

FIGURA 1.13. “INTERRUPCIÓN CON FALLA DE LÍNEA CORTA”



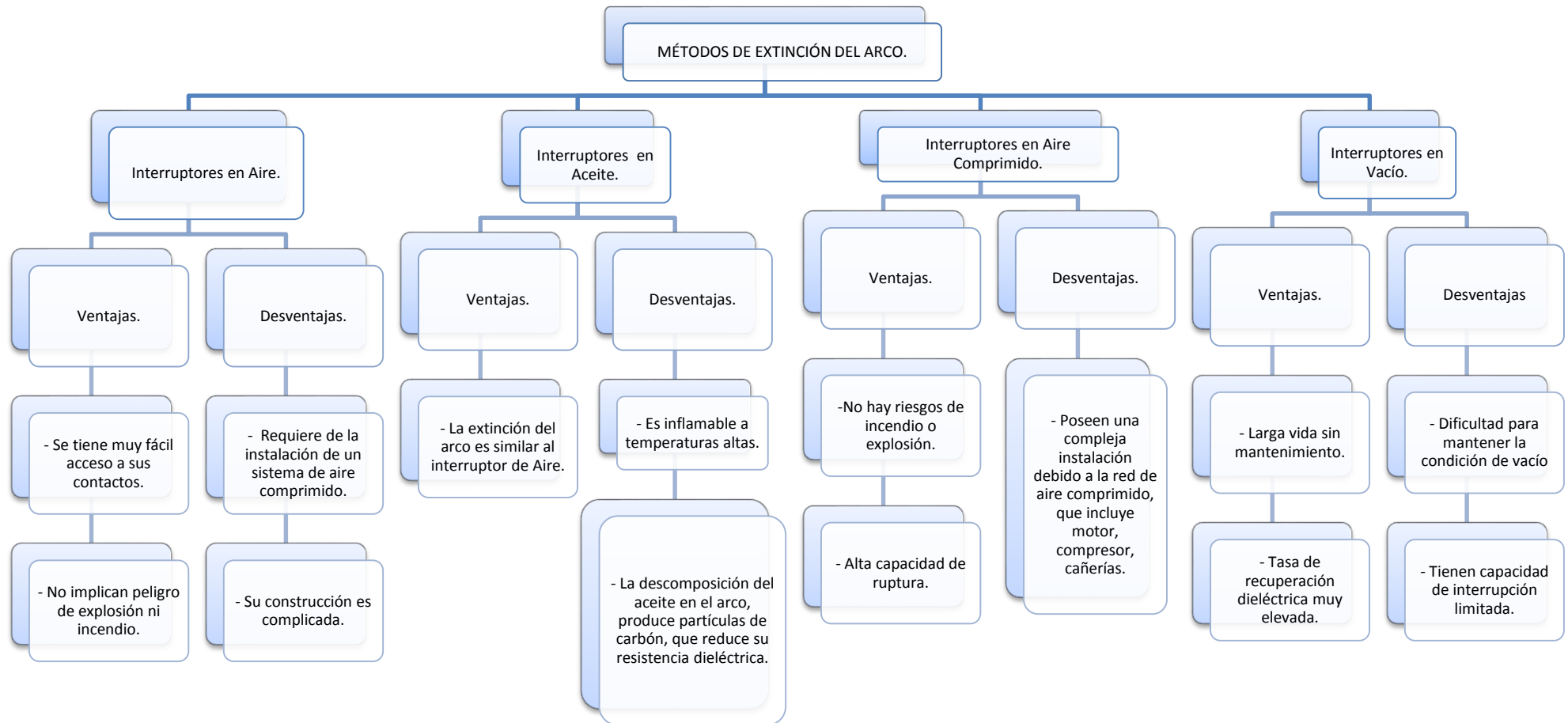
Fuente: ENRIQUEZ HARPER G, 2002 (p.119).

1.2.5.4. Métodos de extinción del arco.

ENRIQUEZ HARPER G, 2002, (p.125) en su libro de Elementos de Diseño de Subestaciones Eléctricas enuncia que: “Cuando los contactos de un interruptor se abren es necesario favorecer la excitación del arco e inmediatamente después la recuperación del aislamiento (rigidez dieléctrica) entre los contactos mismos de manera que la rigidez dieléctrica entre estos sea superior al voltaje de restablecimiento. Para facilitar la extinción del arco se busca aumentar artificialmente la separación y disminuir la temperatura.”

La recuperación de la rigidez dieléctrica del entrehierro inicia en el momento que el arco se extingue, está relacionada con el cruce por cero de la corriente, la rigidez crece linealmente en función del tiempo hasta alcanzar su estabilización y se obtiene alejando lo más rápidamente posible los contactos y sustituyéndolos al gas ionizado que produce el arco eléctrico con un material aislante, el cual puede ser aire, aire comprimido de una presión determinada o cualquier otro tipo de gas a presión como pudiera ser el Hexafloruro de azufre, también conocido como SF₆, o de igual forma se puede emplear aceite mineral o también puede crear el vacío.

FIGURA 1.14. “TIPOS DE INTERRUPTORES DE POTENCIA”.

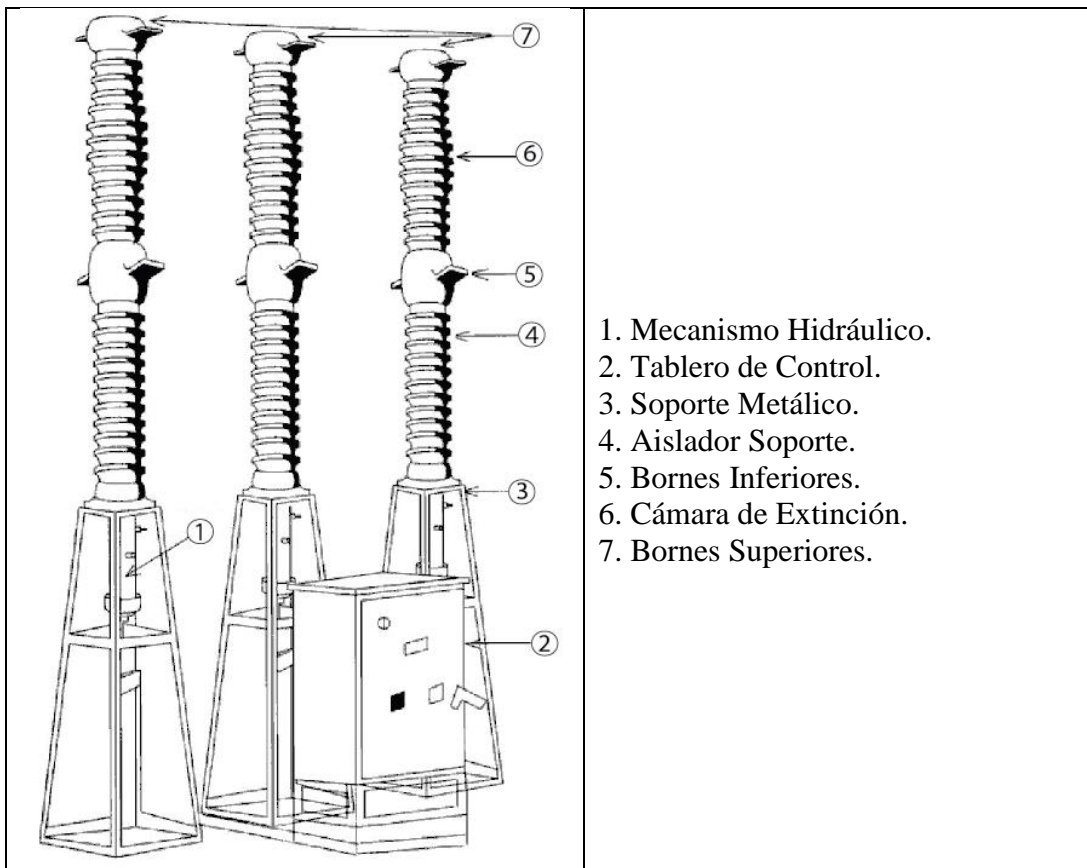


Elaborado por: Paucar Jairo, Paucar Edison.

1.2.5.4.1. Interruptores en SF₆.

ENRIQUEZ HARPER G, 2002, (p.132) en su libro de elementos de diseño de subestaciones eléctricas dice que: “Especialmente para voltajes superiores a 70 kV interruptores en los que el medio de extinción del arco está constituido por SF₆, este es un gas que presenta ciertas características particulares para la extinción del arco debido que reúne los siguientes parámetros.”

FIGURA 1.15. “INTERRUPTOR DE SF₆”



Fuente: ENRIQUEZ HARPER G, 2002 (p.77)

Elaborado por: Paucar Jairo, Paucar Edison.

- Un elevado valor de rigidez dieléctrica.

- Una elevada velocidad de recuperación de la rigidez dieléctrica cuando se pierde durante la interrupción a causa del arco eléctrico.
- La rigidez dieléctrica del SF₆ a la presión atmosférica es de 2 o 3 veces mayor de la del aire y su valor a una presión de 3 Kg/cm² es comparable con el del aceite mineral tratado.

1.2.5.5. Dimensionamiento de un interruptor de potencia.

Según STEVENSON D. William, (1986), (p.261) “La selección de un interruptor de potencia depende de la corriente que va interrumpir, generalmente es asimétrica pues todavía contiene alguna componente de c.c. decayente. El plan de especificaciones preferidas para un interruptor de c.a. de alto voltaje establece los valores nominales de la corriente de interrupción de los interruptores en términos de la componente de la componente asimétrica”

- a) Voltaje Normal.
- b) Corriente continua nominal.
- c) Corriente de Ruptura en kA.
- d) Capacidad de Ruptura en MVA.
- e) Capacidad de ruptura para S SRG, de duración de falla.
- f) Factor de intervalo de voltaje K

Otro de los parámetros es dimensionarlo de acuerdo a la normativa existente, la cual nos recalcan las IEC 62271-100, alto voltaje, maniobra y control en sus incisos nos permiten conocer los (TVR`S) voltajes transitorios de recuperación que son aplicadas al interruptor relacionándole con la maniobra y apertura, es decir la capacidad de interrupción del disyuntor.

1.2.5.6. Voltajes transitorios de recuperación según normas.

Según CAISA YUPANGUI Luis H. & COLLAGUASO PAREDES Marco P., (2013) señalan que: “El voltaje transitorio de restablecimiento (TRV), es el voltaje transitorio que surge entre los contactos del interruptores después de interrumpir la corriente, interruptores inferiores a 100kV, la clasificación TRV está representada por una onda coseno-1. La magnitud de esta onda E2 para interrumpir la corriente de cortocircuito nominal como precisa la Norma IEEE Std C337.04-1999 se obtiene:

$$E_2 = k_a * k_f * \sqrt{\frac{2}{3}} * V \quad \text{EC.1.9}$$

Dónde:

$k_a = \text{Factor de amplitud} = 1,54$

$k_f = \text{Factor de primer polo} = 1,5$

$V = \text{Voltaje máximo nominal}$

Dado que los sistemas por debajo de los 100kV se puede operar sin conexión a tierra.

Por lo tanto:

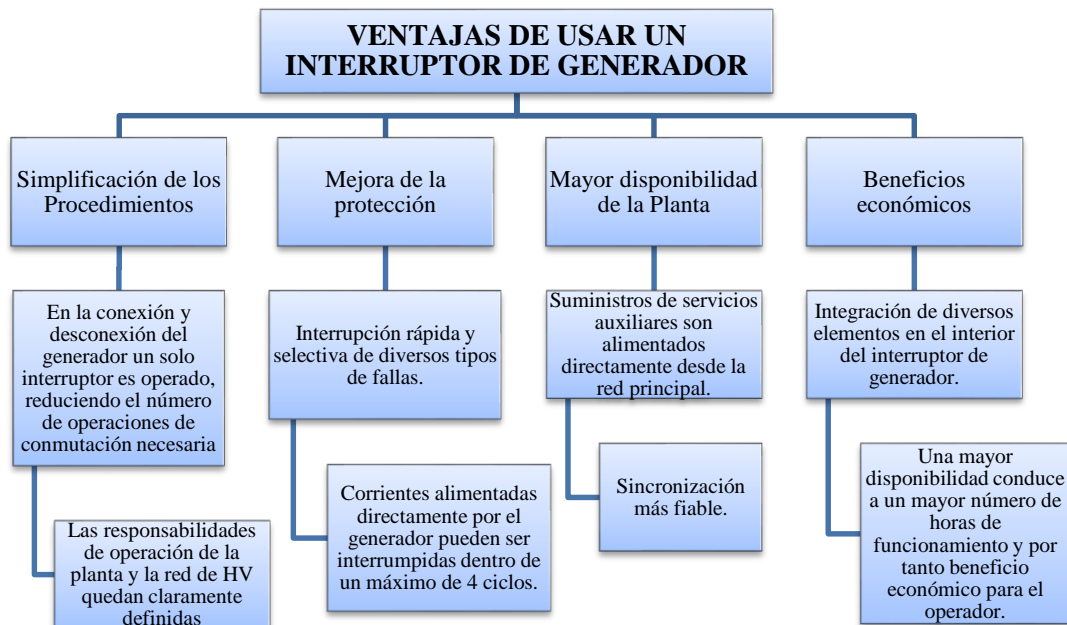
$$E_2 = 1.88 * V$$

1.2.5.7. Ventajas de utilizar un interruptor de generador.

Dentro del marco teórico de referencia existe una norma IEC/IEEE 62271-37-103, de aplicación en interruptores de generador para incrementar la fiabilidad y

rentabilidad de las centrales eléctricas, la cual en términos resumidos nos indica las siguientes ventajas:

FIGURA 1.16. “VENTAJAS DE UN INTERRUPTOR DE GENERADOR”



Elaborado por: Paucar Jairo, Paucar Edison.

1.2.5.8. Software ETAP versión 12.6.0.

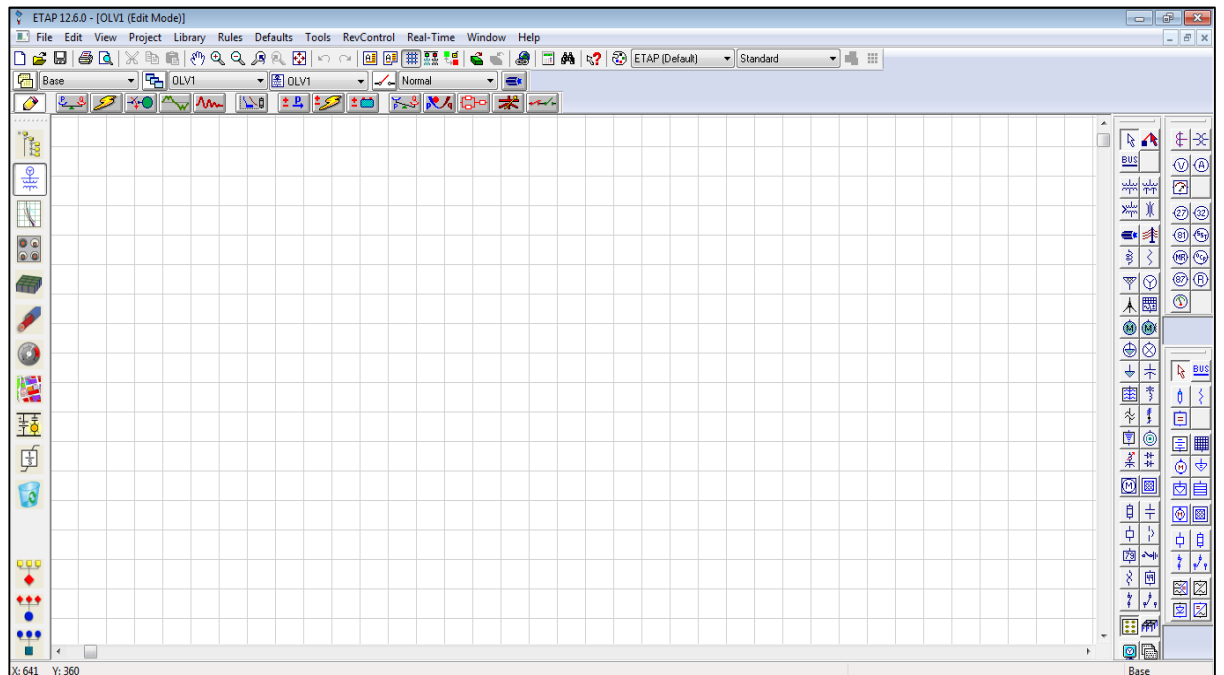
El software es un paquete para empresas totalmente grafica que se ejecuta en Microsoft Windows 2003, 2008, 2012, XP, Vista, 7, 8. ETAP es una herramienta de análisis más completo para el diseño y prueba de los sistemas de energía disponibles, utilizando los módulos de simulación fuera de línea, ETAP puede utilizar los datos en tiempo real.

ETAP tiene un interfaz gráfico que permite la elaboración rápida de diagramas unifilares de los sistema a analizar y también elaborar sistemas de canalización subterránea, nos permite realizar diferentes tareas para la simulación de sistemas de potencia básicos, flujos de potencia, fallos por cortocircuito, coordinación de dispositivos de protección, estabilidad transitoria, análisis de armónicos, flujo de potencia optimo arranque de motores. ETAP permite realizar diferentes estudios

partiendo de un diagrama unifilar, cada estudio permite obtener diversos resultados, para el caso del estudio de flujos de carga cuenta con tres métodos que son: Newton Raphson, Desacoplado Rapido y Gauss-Seidel Acelerado.

El programa presenta también la capacidad de simular variaciones de carga durante la simulación que corresponden a un porcentaje de la carga nominal o de diseño, para el estudio de cargas permite trabajar con cargas estáticas o concentradas. Permite el cálculo de corrientes de cortocircuito trifásico, línea a línea, doble línea a tierra con la aplicación de las normas American National Standards Institute (ANSI)/Institute of Electrical and Electronic Engineers (IEEE) e International Electrotechnical Commission (IEC) correspondiente a este tipo de estudio.

FIGURA 1.17. “SOFTWARE ETAP 12.6.0”



Fuente: Software ETAP 12.6.0

CAPITULO II

2. Análisis e interpretación de resultados.

2.1. Introducción.

Este capítulo denominado, análisis e interpretación de resultados donde se enmarcan los antecedentes de la unidad generadora U1 en la Central Hidroeléctrica “Pucará”, diseñando un sistema eléctrico que permita la simulación de flujos de potencia, análisis de corrientes de cortocircuito haciendo énfasis en la barra 1 para la obtención de los resultados de los parámetros del disyuntor de potencia e investigar qué tipo de disyuntor existe en el mercado.

Una vez ejecutada la recolección de datos se procedió a realizar la simulación de corrientes de cortocircuito en el software ETAP 12.6.0, fue la fuente esencial para el dimensionamiento de un disyuntor de potencia. Con los resultados obtenidos de la simulación se puede seleccionar el equipo que mejor se ajuste a las necesidades de la Unidad Generadora.

La información que se obtuvo es la encargada de mostrar las conclusiones y recomendaciones. De similar forma se muestra la hipótesis general, encargada de validar por medio de la simulación realizada, la aceptación del trabajo investigativo.

2.2. Antecedentes.

El presente trabajo investigativo propone el análisis de corrientes de cortocircuito para el dimensionamiento de un disyuntor de potencia entre la unidad Generadora U1 y el transformador de potencia en la Central Hidroeléctrica Pucará para de esta manera poder sincronizar a 13.8 kV, por medio de la utilización de equipos e instrumentos que permitan llevar señales para comparar voltaje, frecuencia y ángulo de la máquina rotórica (Generador), el transformador de potencia contara en su arrollamiento primario con el interruptor dimensionado, tomando en cuenta que la energización retornará hasta el primario del transformador pasando de 138 /13.8 KV.

En el proyecto el principal beneficiario será la Central Hidroeléctrica Pucará, con el estudio se tendrá un respaldo teórico-investigativo, que a futuro pueda ser implementado en sus equipos que operan en la actualidad sin protección. Los resultados que arroje esta investigación deberán dar a conocer a la gerencia, la jefatura, personal administrativo, operación y mantenimiento.

La importancia de realizar el análisis de corrientes de cortocircuito y el dimensionamiento del disyuntor de potencia radica en que por medio de este quipo se podrá operar la barra principal que se encuentra configurada en serie, conectando al generador sincrónico cuya capacidad es de 40 MVA con el transformador de potencia el cual eleva a un nivel de 138kV. La factibilidad del presente proyecto investigativo, se sustenta en la existencia de materiales tecnológicos y humanos; además del apoyo de una amplia bibliografía de fácil acceso; y el soporte institucional que facilita documentos digitales, planos, conocimientos técnicos y experiencias de la operación de la Central Hidroeléctrica Pucará.

2.3. Metodología de la investigación.

2.3.1. Investigación exploratoria.

El autor NAMAUFOROOSH Mohammad Naghi, 2000, (p.89), señala que “El objetivo principal de la investigación exploratoria es captar una perspectiva general del problema. Se puede aplicar para generar el criterio y dar prioridad algunos problemas”.

Mediante la investigación exploratoria identificamos antecedentes generales, datos y cuantificaciones, temas operativos en el sistema de generación. Con este modelo de investigación se conoce que la operación entre el Generador y el transformador se lo hace de manera directa pasando de 13.8/138 kV y al contar con solo un interruptor de potencia, el generador está expuesto a un efecto de motorización en la U1.

2.3.2. Investigación de campo.

El autor MORENO BAYARDO M. G, 1987, indica que: “La investigación de campo reúne la información necesaria recurriendo fundamentalmente al contacto directo con los hechos o fenómenos que se encuentran en el estudio”.

Dentro del presente trabajo se analiza documentos y planos existentes en la Central con el fin de conocer los parámetros de operación; en primer plano esta la fase de Generación a 13.8kV pasando de forma directa al transformador de potencia para elevar a 138kV; el sincronismo se lo realiza a 138kV; se procede al cierre del interruptor 52U1 de la subestación.

2.4. Hipótesis de trabajo.

¿A través del análisis de corrientes de cortocircuito podremos dimensionar un interruptor de potencia a 13.8 kV entre la unidad generadora U1 y el transformador de potencia, en la Central Hidroeléctrica Pucará?

2.5. Variables de investigación.

2.5.1. Variable independiente. Análisis de corrientes de Cortocircuito para el dimensionamiento de un interruptor de potencia.

2.5.2. Variable dependiente. Dimensionamiento de un interruptor de potencia entre la unidad generadora U1 y el transformador en la Central Hidroeléctrica Pucará.

2.5.3. Operacionalización de variables.

Se estructura a continuación en los siguientes cuadros cumpliendo con los conceptos herramientas y metodología necesaria.

TABLA 2.1. “VARIABLE INDEPENDIENTE ANÁLISIS DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO”

CONCEPTUALIZACIÓN	CATEGORIAS	INDICADORES	ITEMS BÁSICOS	TÉCNICA E INSTRUMENTOS
<p>En el diseño de todo sistema eléctrico, se deben considerar no sólo las corrientes nominales de servicio, sino también las sobrecorrientes debidas a las sobrecargas y a los cortocircuitos.</p> <p>El cortocircuito es definido como una conexión relativamente de baja resistencia o impedancia, entre dos o más puntos de un circuito que están normalmente a voltajes diferentes.</p> <p>Las corrientes de cortocircuitos se caracterizan por un incremento instantáneo de corriente y varias veces superior a la corriente nominal, un incremento mantenido en un intervalo de tiempo y algo mayor a la corriente nominal.</p>	<p>Sobrecalentamiento del Transformador producido por operación directa de corrientes en la unidad generadora U1.</p> <p>Motorización en el generador por falla de desconexión en la barra.</p> <p>Fallas fasoriales por incremento instantáneo de corriente nominal y desbalanceo entre la Unidad Generadora y el transformador.</p>	<p>Fallas monofásicas a tierra</p> <p>Fallas bifásicas</p> <p>Fallas bifásicas a tierra</p> <p>Fallas trifásicas</p>	<p>Datos de corrientes y condiciones de falla existentes en la Unidad Generadora y Transformador.</p> <p>Entorno de protección de barras, generador y transformador ante eventualidades de sobrecorrientes y cortocircuitos en la unidad Generadora U1.</p>	<p>Ficha técnica.</p> <p>Revisión de planos de la central “Pucará”.</p> <p>Uso de Software para simulación.</p>

Elaborado por: Paucar Jairo, Paucar Edison.

TABLA 2.2. “VARIABLE DEPENDIENTE DIMENSIONAMIENTO DE UN INTERRUPTOR DE POTENCIA”

CONCEPTUALIZACIÓN	CATEGORIAS	INDICADORES	ITEMS BÁSICOS	TÉCNICA E INSTRUMENTOS
<p>Interruptor de Potencia. Los interruptores de potencia constituyen el principal elemento de protección en los sistemas eléctricos, y deben cumplir con ciertas exigencias Funcionales.</p> <p>El Dimensionamiento de un interruptor de potencia no solo dependerá de la corriente que va a llevar bajo condiciones de operación normal sino también de la corriente máxima que puede llevar momentáneamente, y de la corriente que tendrá que interrumpir.</p>	<p>Variaciones en voltaje y corriente.</p> <p>Sobrecargas.</p> <p>Capacidad de Cortocircuito y parámetros de desconexión.</p>	<p>Capacidad de interrupción simétrica y asimétrica.</p> <p>Capacidad de cierre en cortocircuito.</p> <p>Interrupción en cortocircuito.</p>	<p>Análisis de características de transformador De Potencia 40MVA de 13.8/138kV.</p> <p>Verificación del esquema de protección y de detección de falla por cortocircuito en la unidad de generación U1.</p> <p>Comportamiento del sistema de operación con y sin interruptor de potencia para su accionamiento de incorporación a la red de transmisión.</p>	<p>Ficha técnica</p> <p>Esquema y parámetros del lugar.</p> <p>Revisión de planos de la central Pucará.</p>

Elaborado por: Paucar Jairo, Paucar Edison.

2.6. Situación actual de la Central Hidroeléctrica Pucará.

La Central “Pucará” con una altitud de 3094 m.s.n.m., Energía Promedio Anual de : 310*106 K.W.H. para la generación de energía eléctrica cuenta con un generador síncrono de 40MVA, 13.8kV, factor de potencia 0,95, frecuencia de 60 Hz, velocidad Nominal 514 rpm, corriente nominal de 1673 A. de la Marca ALSTOM, transformador de potencia de 40MVA, relación de transformación de 13.8/138kV, conexión DY1, enfriamiento FOW, numero de devanados 2, numero de fases 3, este a su vez se conecta por medio de la subestación TRANSLECTRIC con un esquema de 138kV- Barra Principal y Barra de transferencia, Numero de entradas 2 con cables de 138kV y 2 salidas con cables de 138kV, a las líneas de transmisión Ambato – Mulaló a 138 kV se conecta por medio de un interruptor 52 U1 y los seccionadores 89 RU1 y 89BU1, en la casa de máquinas dentro del emplazamiento del piso de Generadores se cuenta con espacio para ubicación del interruptor, realizando adecuaciones de las conexiones eléctricas que salen desde el generador hasta el transformador y servicios auxiliares; teniendo en cuenta que la conexión de servicios auxiliares y el sistema de excitación se encuentran en paralelo.

Así mismo la protección del generador y el transformador de potencia se encuentra supervisada por el relé diferencial (87GT), con la futura implementación del disyuntor a proponer, se deberá realizar las consideraciones de las protecciones para el generador y el transformador por separado, puesto que el transformador va a tener la función de ser elevador cuando se necesite de la aportación de energía al Sistema Nacional Interconectado y a reductor cuando se necesita para la alimentación a los servicios auxiliares puesto que deben mantenerse energizados todo el tiempo para cuando necesita entrar en funcionamiento la unidad generadora, se debe considerar el sistema de servicios auxiliares debe tener 3 devanados y no estará conectado en paralelo con el sistema de excitación.

2.6.1. Protecciones del generador, transformador y elementos que actúan en condiciones de falla.

El funcionamiento de los relés con los que cuenta la central para la supervisión todos están asociados al interruptor 52U1 de la subestación, en la Tabla 2.4., podemos observar la protección, el contacto que se acciona, el relevador automático, el elemento que dispara, las alarmas local, remota y observaciones.

Para la protección del relé diferencial del generador (87G) se acciona el contacto (87G), y se abre el interruptor (52U1), interruptor de campo (41), dispara también el regulador mecánico (65SD), la válvula de maniobra eléctrica (20V), nos indican la alarma local E1. En la protección del relé de fallas a tierra (64G) en una falla se acciona el contacto 64G, relevador auxiliar 86T, se abre el interruptor (52U1), interruptor de campo (41), dispara también el regulador mecánico (65SD), la válvula de maniobra eléctrica (20V), nos indican la alarma E31.

La protección del relé desequilibrio de fases (46), en una falla se acciona el contacto 46, envía una señal de apertura al interruptor 52U1, se observa la señal de alarma en E3.

La protección del relé sobrecorriente con restricción de voltaje (51V) en una falla en el generador se acciona el contacto 51V, envía una señal de apertura al interruptor 52U1, se observa la señal de alarma en E3. La protección del relé de sobrecorriente de tierra retardado (51N) al producirse una falla se acciona el contacto 51N, envía una señal de apertura al interruptor 52U1, se puede observar la señal de alarma en E3.

La protección del relé de pérdida de excitación (40) al producirse una falla se acciona el contacto 40, relevador auxiliar (40GX), dispara el dispositivo de parada (5B), el interruptor (52U1), el interruptor de campo (41), dispara también el regulador mecánico (65SD), la válvula de maniobra eléctrica (20V), nos indica la alarma local E4. La protección del relé de sobrevoltaje (59) al producirse una falla se acciona el contacto 59, relevador auxiliar 59GX, dispara el interruptor (52U1), el interruptor de campo (41) y nos indica la alarma E5.

La protección del relé de sobrecorriente de fase instantáneo y retardado (50/51) al producirse una falla se acciona el contacto (50/51), el relevador auxiliar (86T), dispara el relé de enclavamiento del transformador (86T), interruptor (52U1), interruptor de campo (41), dispara también el regulador mecánico (65SD), la válvula de maniobra eléctrica (20V), nos indica la alarma local E31.

La protección del relé de imagen térmica (49) al producirse una falla se acciona el contacto (49TC), dispara el interruptor (52U1) y nos indica la alarma local E3. La Protección De Temperatura Alta De Aceite Del Transformador Paso 2, se acciona el contacto 38TB, envía una señal de apertura al interruptor (52U1), nos indica la alarma local E3.

La protección de relé diferencial del transformador (87T) cuando se presenta una falla se acciona el contacto (87T), el relevador auxiliar (86T), envía la señal de disparo al relé de enclavamiento (86T), interruptor (52U1), interruptor de campo (41), el regulador mecánico (65SD), la válvula de maniobra eléctrica y nos indica la alarma E31.

TABLA 2.3. “PROTECCIÓN DEL GENERADOR, TRANSFORMADOR Y ELEMENTOS QUE ACTÚAN EN CONDICIONES DE FALLA”.

PROTECCIÓN	CONTACTOR	RELEVADOR AUXILIAR	DISPARA A								ALARMAS		OBSERVACIONES
			86G	86T	5B	52	41	65 S	20V	LOCAL	REMOTA		
PROTECCIÓN DIFERENCIAL GENERADOR	87 G	86 G	X			O	O	O	O	E1	1	BANDERA RELEVADOR	
PROTECCIÓN CONTRA FALLAS A TIERRA ESTATOR GENERAL	64 G	86 T		X		O	O	O	O	E31	1	BANDERA RELEVADOR	
SOBRECORRIENTE SECUENCIA NEGATIVA GEN, PASO 1	46									E8			
SOBRECORRIENTE SECUENCIA NEGATIVA GEN, PASO 2	46				X					E3		BANDERA RELEVADOR	
SOBRECORRIENTE CON CONTROL POR BAJO VOLTAJE, GEN	51 V				X					E3		BANDERA RELEVADOR	
SOBRECORRIENTE DE TIERRA EN 138 KV (NEUTRO TRANSF)	51 N				X					E3		BANDERA RELEVADOR	
PÉRDIDA CAMPO GENERADOR	40	40 GX		X	O	O	O	O		E4	2		
FALLA A TIERRA EN CAMPO GENERADOR	64 F									E23		PRUEBA MANUAL (NO CONECTADO PERMANENTEMENTE)	
DESBALANCEO DIODOS ROTATORIOS EXCITACIÓN	50 X	86 G	X			O	O	O	O	E20	1		
SOBRECORRIENTE EN CAMPO EXCITATRIZ	76 A	76 AX				O	X			E21			
FUSIBLE TRANSFORMADOR EXCITACIÓN	FUTP	FUTPX				O	X			E19			
FUSIBLE TRANSF POTENCIAL EXCITACIÓN		60 FUTPX				O	X			E19			
FUSIBLE TRANSF POTENCIAL CTOS. PROTECCIÓN		60								E19			
FALLA EN PUENTE TIRISTORES EXCITACIÓN AUTOMÁTICA	PTA	78 A								E13		PASA A EXCITACIÓN NO AUTOMÁTICA	
FALLA EN PUENTE TIRISTORES EXCITACIÓN MANUAL	PTM	78 M				O	X			E14			
FUSIBLE EN CIRCUITO POTENCIAL EXCITACIÓN AUTOMÁTICA	FURA	78 A								E15		PASA A EXCITACIÓN NO AUTOMÁTICA	
FUSIBLE EN CIRCUITO POTENCIAL EXCITACIÓN MANUAL	FURM	78 M				O	X			E16			
FUSIBLE EN CONTROL EXCITACIÓN AUTOMÁTICA	CMA									E17			
SOBREVOLTAJE GENERADOR		59 59 GX				X	X			E5			
SOBRECORRIENTE TRANSF SERVICIOS AUXILIARES	50 / 51	86 T		X		O	O	O	O	E31	1	BANDERA RELEVADOR	
TEMPERATURA ALTA ACEITE TRANSFORMADOR PASO 2	38 TB					X				E3			
TEMPERATURA ALTA BOBINADO TRANSFORMADOR PASO 3	49 TC					X				E3			
TEMPERATURA INCENDIO ARRIBA DE TRANSFORMADOR	38 IT	86 T		X		O	O	O	O	E32	1	ACCIONADO NEUMÁTICO, DISPARA EQUIPO CONTRA INCENDIO	
DISPARO MANUAL EQUIPO CONTRA INCENDIO TRANSFORM	VALV	86 T		X		O	O	O	O	E32	1	ACCIONADO NEUMÁTICO, DISPARA EQUIPO CONTRA INCENDIO	
RELEVADOR BUCHHOLZ TRANSFORMADOR PASO 2	GDR /T	86 T		X		O	O	O	O	E31	1		
PROTECCIÓN DIFERENCIAL TRANSFORMADOR	87 T	86 T		X		O	O	O	O	E31	1	BANDERA RELEVADOR	

Fuente: Central Hidroeléctrica “Pucará” Unidad Generadora U1.

X=ABRIR
O=CERRAR

2.7. Determinación de parámetros eléctricos para el dimensionamiento del disyuntor de potencia.

Se presenta a continuación los resultados de las respectivas simulaciones de flujos de potencia y corrientes de cortocircuito trifásico, Línea- Línea, Línea- Tierra, Línea – Línea- Tierra mediante la utilización del Software ETAP, versión 12.6.0, licencia y derechos del autor propiedad de la Universidad Técnica De Cotopaxi (UTC); a partir de los datos técnicos obtenidos de las instituciones que suministran la energía eléctrica tales como: Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), Corporación Eléctrica del Ecuador Empresa Pública (CELEC EP TRANSELECTRIC). Los datos técnicos y simulaciones de los equipos que constituyen la Central Hidroeléctrica Pucará, se las realizan bajo los siguientes escenarios:

Dentro del informe de flujo de carga se visualiza los siguientes parámetros obtenidos de la simulación bajo las normas American National Standards Institute (ANSI) Institute of Electrical and Electronic Engineers (IEEE), en la Tabla 2.10. y 2.11.; el flujo de carga de potencia activa y reactiva (MW, Mvar), la corriente (Amp), el factor de potencia (%FP) y las pérdidas en (kW y kvar). Parámetros obtenidos del transformador, generador, cable y líneas de transmisión de Ambato y Mulaló.

Para la corrida de flujos se realizó un diagrama unifilar con los datos técnicos de los equipos, los equivalentes de red de la Subestación Ambato y Subestación Mulaló a un nivel de voltaje de 138kV. El análisis de corrientes de cortocircuito se utiliza la norma International Electrotechnical Commission IEC 60909, en la que detallamos los valores obtenidos de la simulación en cada uno de los nodos de 13.8 kV y 138kV; enfocándonos en la barra de 13.8 kV para nuestro estudio de corrientes de cortocircuito. Los parámetros obtenidos son los siguientes: Voltaje y corriente inicial

de cortocircuito simétrica (rms), tenemos %V Barra origen, kA Activa, kA Imaginario, X/R Cociente, kA Magnitud, TD(S), corriente de cortocircuito (I''_k), la corriente pico (I_p), la corriente simétrica (I_b sim), corriente asimétrica (I_b asim), la componente de cc (I_{dc}), como se pueden especificar en cada una de las tablas obtenidas.

2.7.1. Escenario de estudio.

Dentro del escenario de estudio el sistema eléctrico de la Central Hidroeléctrica “Pucará” consta de una toma de datos técnicos con mínima generación-nivel de voltaje 138 kV y máxima generación-nivel de voltaje 138 kV para obtener flujos de potencia, simulación de cortocircuito estándar IEC 60909 y la simulación de cortocircuito Linea-Linea, Linea-Tierra, Linea-Linea-Tierra bajo el método estándar IEC 60909 con relación de voltaje de 13.8/138kV.

TABLA 2.5. “TERMINOLOGÍA”

I''_k	kA	Corriente inicial de cortocircuito
S_k	MVA	Potencia inicial de cortocircuito
I_p	kA	Corriente pico de cortocircuito
R_k	Ohm	Impedancia de la red, parte real
X_k	Ohm	Impedancia de la red, parte imaginaria
R_{k0}	Ohm	Impedancia de secuencia cero, parte real
X_{k0}	Ohm	Impedancia de secuencia cero, parte imaginaria
R_{k1}	Ohm	Impedancia de secuencia positiva, parte real
X_{k1}	Ohm	Impedancia de secuencia positiva, parte imaginaria
R_{k2}	Ohm	Impedancia de secuencia negativa, parte real
X_{k2}	Ohm	Impedancia de secuencia negativa, parte imaginaria

Fuente: CENACE, 2015. (p.03)

2.7.1.1. Niveles de cortocircuito e impedancias equivalentes en las barras del SNI.

TABLA 2.6. “MÍNIMA GENERACIÓN – NIVEL DE VOLTAJE 138 kV.”

Nombre de la barra	kV	Falla Trifásica						Falla Monofásica											
		Ik''	Sk''	Ip	R	X	Z	Ik''	Sk''	ip	Rk0	Xk0	Zk0	Rk1	Xk1	Zk1	Rk2	Xk2	Zk2
		kA	MVA	Ka	Ohm	Ohm	Ohm	kA	MVA	kA	Ohm	Ohm	Ohm	Ohm	Ohm	Ohm	Ohm	Ohm	Ohm
Agoyán	138	3,00	717,72	7,03	3,86	26,25	26,53	3,90	310,45	9,13	0,48	8,03	8,04	3,86	26,25	26,53	4,10	26,48	26,79
Ambato	138	3,84	918,49	9,37	2,32	20,60	20,73	4,42	352,43	10,79	1,63	12,11	12,22	2,32	20,60	20,73	2,62	20,92	21,09
Mulaló	138	2,91	695,77	6,40	5,44	26,82	27,37	2,81	223,68	6,18	4,23	29,76	30,06	5,44	26,82	27,37	5,83	27,14	27,76
Pucará	138	3,29	786,60	7,58	3,75	23,92	24,21	3,69	293,92	8,50	1,33	15,71	15,77	3,75	23,92	24,21	4,37	24,47	24,86

Fuente: CENACE, 2015. (p.06,07)

TABLA 2.7. “MÁXIMA GENERACIÓN – NIVEL DE VOLTAJE 138 kV.”

Nombre de la barra	kV	Falla Trifásica						Falla Monofásica											
		Ik''	Sk''	ip	R	X	Z	Ik''	Sk''	ip	Rk0	Xk0	Zk0	Rk1	Xk1	Zk1	Rk2	Xk2	Zk2
		kA	MVA	kA	Ohm	Ohm	Ohm	kA	MVA	kA	Ohm	Ohm	Ohm	Ohm	Ohm	Ohm	Ohm	Ohm	Ohm
Agoyán	138	6,48	1549,08	16,03	1,16	13,47	13,52	7,55	601,15	18,66	0,40	7,95	7,96	1,16	13,47	13,52	1,14	13,32	13,37
Ambato	138	6,96	1663,66	17,28	1,10	12,54	12,59	7,08	563,91	17,57	1,29	11,71	11,78	1,10	12,54	12,59	1,25	12,71	12,78
Mulaló	138	4,31	1031,06	9,83	3,27	20,05	20,32	4,18	333,04	9,53	1,85	21,66	21,74	3,27	20,05	20,32	3,62	20,58	20,90
Pucará	138	5,48	1309,93	12,98	1,97	15,87	15,99	5,60	446,27	13,27	0,97	14,27	14,30	1,97	15,87	15,99	2,54	16,48	16,68

Fuente: CENACE, 2015. (p.10, 11).

2.7.1.2. Características técnicas del generador de 40 MVA.

TABLA 2.8. “DATOS TÉCNICOS DEL GENERADOR.”

GENERADORES			
CENTRAL		Pucará	
UNIDAD		U1	U2
Marca		MIL con licencia ALSTON Francia	MIL con licencia ALSTON Francia
Clase de aislamiento		F	F
Tipo de rotor		Polos salientes	Polos salientes
Potencia nominal	MVA	40	40
Capacidad efectiva	MW	38	38
Potencia Reactiva	max MVAR	24	24
	min MVAR	-28	-28
Factor de potencia		0,95	0,95
Voltaje nominal	kV	13,8	13,8
Tipo de conexión		Estrella	Estrella
Resistencia de puesta a tierra	Re		
Reactancia de puesta a tierra	Xe		
Relación de cortocircuito	SCR %	1,0713	1,0713
Resistencia de armadura	Ra p.u.	0,012073	0,012073
Reactancia de Potier	Xp p.u.	0,236	0,236
Secuencia cero	Ro p.u.		
	Xo p.u.	0,0748	0,0748
Secuencia negativa	R1 p.u.	0,047172	0,047172
	X1 p.u.	0,26	0,26
Reactancias Sincrónicas	Xd p.u.	0,978	0,978
	Xq p.u.	0,59	0,59
Reactancias Transitorias	Xd' p.u.	0,275	0,275
	Xq' p.u.	0,59	0,59
Reactancias Subtransitorias	xd" p.u.	0,204	0,204
	xq" p.u.	0,298	0,298
Constantes transitorias c.c.	Td' s	1,115	1,115
	Tq' s		
Constantes subtransitorias c.c.	Td" s	0,0345	0,0345
	Tq" s		
Constante transitorias c.c.	Tdo' s	3,965	3,965
	Tqo' s		
Constantes subtransitorias c.c.	Tdo" s	0,047	0,047
	Tqo" s	---	---
Constante de tiempo de eje directo c.a.	Tdo s	4,7	4,7
	Tqo s		
Constante de tiempo de armadura	Ta s	0,171	0,171
Constante de inercia	H s		
Resistencia de campo	Rf	0,203	0,203
Saturación de la máquina al 100 % de voltaje	SG1.0 p.u.		
Saturación de la máquina al 120 % de voltaje	SG1.2 p.u.		
Momento de inercia	WR ² lb.ft ²	6275359,773	6275359,773

Fuente: Central Hidroeléctrica “Pucará” Unidad Generadora U1.

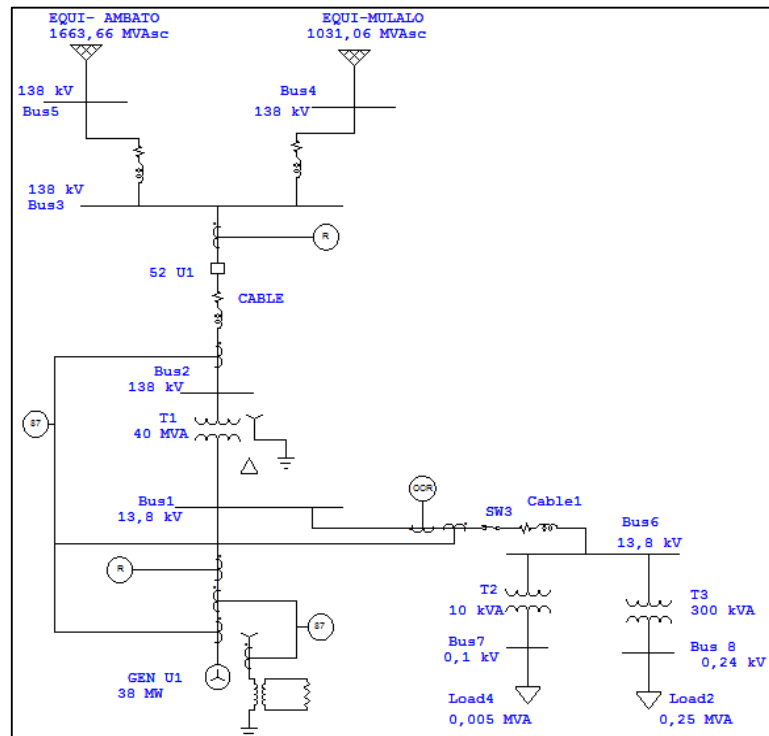
2.7.1.3. Característica de los transformadores de la unidad 1, cables y L/T.

TABLA 2.9. “DATOS TÉCNICOS TRANSFORMADOR, CABLES Y L/T.”

TRANSFORMADORES DE POTENCIA														
Cantidad:	2													
Marca:	FEDERAL PIONEER													
Potencia nominal:	40 MVA													
Frecuencia:	60 Hz.													
Tipo:	FOW													
Fases:	3													
Relación de transformación:	141,5 Y/81.7 KV													
Aceite:	3411 galones Impérales													
Tipo de conexión:	Yd1													
TRANSFORMADOR AUXILIARES DE UNIDADES U1 y U2														
Cantidad:	2													
Marca:	EPOXYCAST													
Capacidad:	300 kVA (servicio continuo)													
Frecuencia:	60 Hz													
Fases:	3													
Relación de transformación:	13.8 KV / 208 / 220 V													
Tipo:	Seco con arrollamiento encapsulado													
Tipo de conexión:	Dy1													
TRANSFORMADOR SERVICIOS AUXILIAR GENERALES														
Cantidad: 1	1													
Tipo:	Seco con arrollamiento encapsulado.													
Marca:	CAT (COMPAÑÍA ARGENTINA DE TRANSFORMADORES)													
Capacidad:	225 KVA (servicio continuo)													
Frecuencia:	60 Hz													
Fases:	3													
Conexión:	Dyn1													
Relación de transformación:	13.8 KV 9.4 A /220 V 590.5 A													
Tipo de enfriamiento:	AN													
Fecha de fabricación:	may-06													
Datos de Entrada Línea/Cable														
Ohms o Siemens/1000piespor Conductor (Cable) o por Fase (Línea)														
Línea/Cable	CALIBRE	TIPO	Longitud (Km)	#/Fase	T (°C)	Secuencia Positiva			Secuencia Negativa			Imax (A)	Capacidad (MVA)	
						R (Pos)	X(Pos)	Y(Pos)	R(Cero)	X(Cero)	Y(Cero)			
PUC-MUL	750	ACAR	35,0	3	75	0,08185	0,29459	6,28356	0,25919	1,93441	2,94572	684	163	
PUC-AMB	477	ACSR Flicker	25,7	3	75	0,12244	0,28947	7,92764	0,29972	1,99131	2,57204	669	160	
Cable desde Trafo-Subest 138kV	CALIBRE	TIPO	Longitud (m)	# Fases	Secuencia	R	X	L	Z					
						Pos	0,035	0,078	0,0002069	0,08549				
						Zero	0,231	0,114	0,0003024	0,2576				
Cable Servicios Auxiliares 13.8kV	CALIBRE	TIPO	Longitud (m)	# Fases	Secuencia	R	X	L	Z					
						Pos	0,094	0,036	0,0000955	0,10066				
						Zero	0,296	0,089	0,0002361	0,30909				

Fuente: Central Hidroeléctrica “Pucará” Unidad Generadora U1.

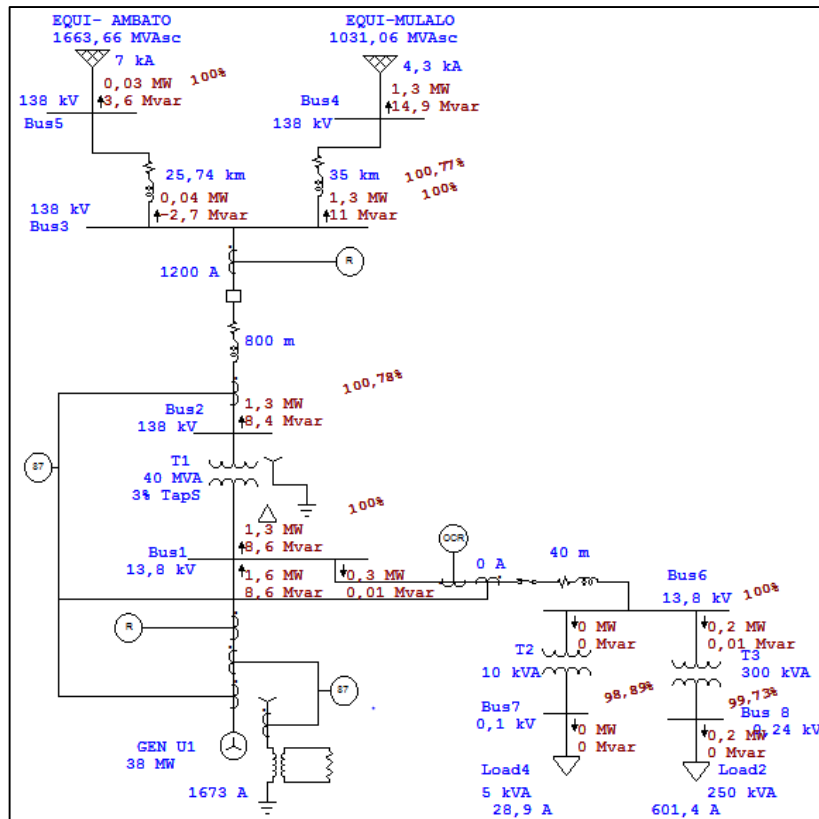
FIGURA 2.1. “DIAGRAMA UNIFILAR DE LA CENTRAL PUCARÁ.”



Fuente: ETAP 12.6.0, 2015.

Elaborado por: Paucar Jairo, Paucar Edison.

FIGURA 2.2. “FLUJOS DE POTENCIA DE LA CENTRAL PUCARÁ.”



Fuente: ETAP 12.6.0, 2015.

Elaborado por: Paucar Jairo, Paucar Edison.

2.7.1.4. Resultados del flujo de carga.

TABLA 2.10. “FLUJOS DE CARGA”

Informe de Flujo de Carga													
Barra		Voltaje		Generación		Carga		Flujo de Carga					XFMR
ID	kV	kV	Áng.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%FP	%Toma
Bus1	13,8	13,800	0,0	1,098	10,308	0	0	Bus7	0,243	0,014	10,2	99,8	
								Bus2	0,855	10,294	432,2	8,3	
Bus2	138	138,473	-0,1	0	0	0	0	Bus3	0,845	10,028	42,0	8,4	
								Bus1	-0,845	-10,028	42,0	8,4	3,000
Bus3	138	138,454	-0,1	0	0	0	0	Bus2	-0,844	-10,026	42,0	8,4	
								Bus4	-0,148	4,042	16,9	-3,7	
								Bus5	0,993	5,984	25,3	16,4	
Bus4	138	138,000	0,0	0,155	-8,224	0	0	Bus3	0,155	-8,224	34,4	-1,9	
Bus5	138	138,000	0,0	-0,980	-9,858	0	0	Bus3	-0,980	-9,858	41,4	9,9	
Bus7	13,8	13,799	0,0	0	0	0	0	Bus1	-0,243	-0,014	10,2	99,8	
								Bus14	0,243	0,014	10,2	99,8	
Bus14	0,220	0,214	-3,3	0	0	0,237	0,000	Bus7	-0,237	0,000	639,4	100,0	

Fuente: ETAP 12.6.0, 2015.

Elaborado por: Paucar Jairo, Paucar Edison.

TABLA 2.11. “INFORME ORIGEN PERDIDAS EN RAMALES”

Informe Resumen de Pérdidas en Ramas										
Circuito / Rama	Flujo Origen-Destino		Flujo Destino-Origen		Pérdidas		% Voltaje Barra		Vd % Caída	
	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	kvar	Origen	Destino	en Vmag	
Cable2	0,243	0,014	-0,243	-0,014	0,0	0,0	100,0	100,0	0,00	
T1	0,855	10,294	-0,845	-10,028	9,8	266,6	100,0	100,3	0,34	
CABLE	0,845	10,028	-0,844	-10,026	0,6	1,4	100,3	100,3	0,01	
Line1	-0,148	4,042	0,155	-8,224	6,7	-4181,7	100,3	100,0	0,33	
Line2	0,993	5,984	-0,980	-9,858	12,6	-3874,0	100,3	100,0	0,33	
T4	0,243	0,014	-0,237	0,000	5,8	14,2	100,0	97,5	2,53	
					35,4	-7773,5				

Informe Resumen de Carga en Barras												
Barra	kV	kVA Constante		Carga Conectada Directamente						Carga Total en Barra		
		MW	Mvar	Z Constante		I Constante		Genérico		MVA	% FP	Amp
ID	kV	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MVA	% FP	Amp
Bus1	13,800	0	0	0	0	0	0	0	0	10,367	10,6	433,7
Bus2	138,000	0,000	-0,000	0	0	0	0	0	0	10,063	8,4	42,0
Bus3	138,000	0,000	0,000	0	0	0	0	0	0	10,075	9,9	42,0
Bus4	138,000	0	0	0	0	0	0	0	0	8,225	1,9	34,4
Bus5	138,000	0	0	0	0	0	0	0	0	9,907	9,9	41,4
Bus7	13,800	-0,000	-0,000	0	0	0	0	0	0	0,244	99,8	10,2
Bus14	0,220	0,000	-0,000	0,237	0	0	0	0	0	0,237	100,0	639,4

Fuente: ETAP 12.6.0, 2015.

Elaborado por: Paucar Jairo, Paucar Edison.

De la simulación de flujos de carga presentada en la Tabla 2.10., e informes de pérdidas en ramales en la Tabla 2.11., del sistema eléctrico de la Central Hidroeléctrica “Pucará”, la barra 2 está excediendo el voltaje nominal es de 138,473kV a una corriente de 42A; también en la barra 3 se tiene un voltaje superior al nominal de 138,454kV, con una corriente de 42A; en la barra 7 apreciamos que el voltaje está por debajo del nominal a un voltaje de 13,799kV con una corriente de 10,2A; En la barra 14 que alimenta a servicios auxiliares está el voltaje por debajo de la nominal a 0,214kV con una corriente de 639,4A. Realizando una evaluación de pérdidas en los ramales las más significativas recaen en la línea 2 que se conecta a la Subestación Mulaló, donde se observa las pérdidas de potencia activa de 12.6kW y -3874Kvar, a un porcentaje de voltaje de origen de 100,3% y una caída de voltaje de 0,33% esta línea cuenta con una distancia de 35Km de longitud, una evaluación de pérdidas totales en los ramales de 35,4kW y -7773,5kvar como se aprecia en la Tabla 2.11.

TABLA 2.12. “INFORME RESUMIDO DE ALERTAS”

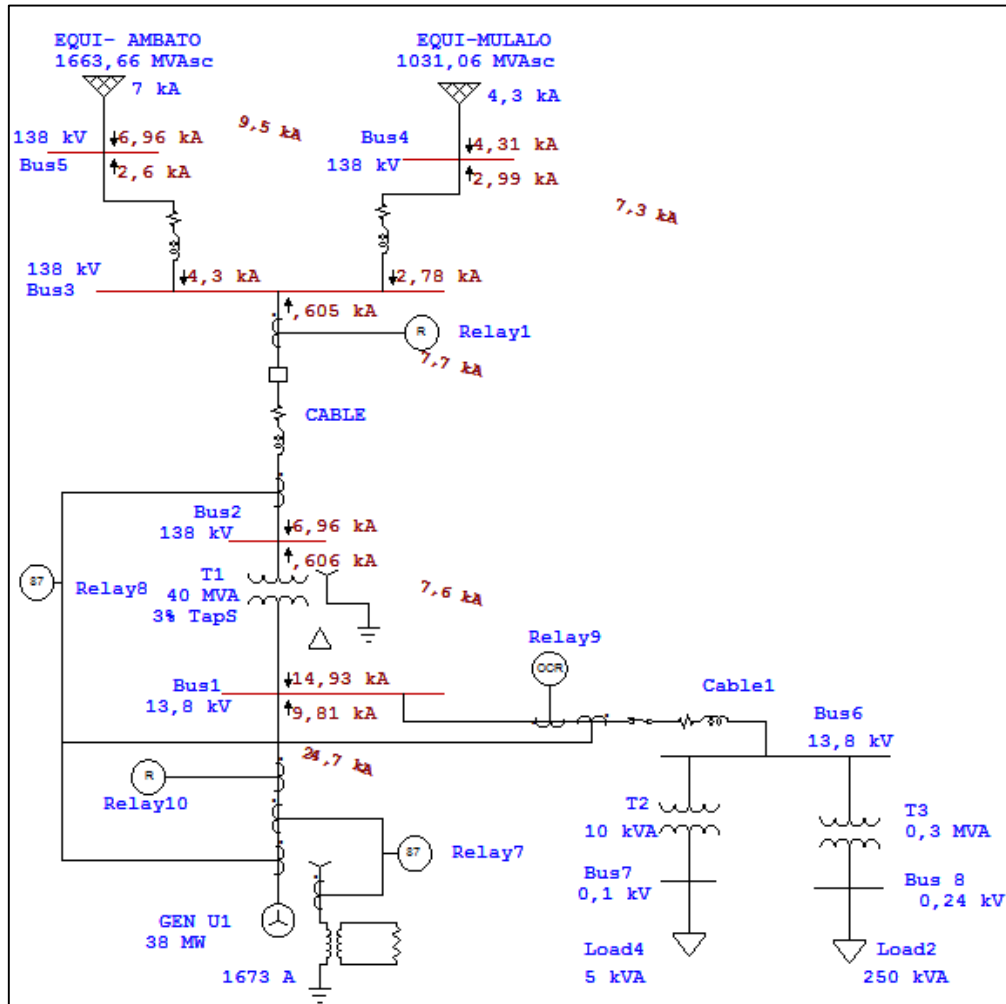
Informe Resumido de Alertas							
Carga	% Ajustes de Alerta						
	Crítico	Marginal					
Barra	100,0	95,0					
Cable	100,0	95,0					
Reactor	100,0	95,0					
Línea	100,0	95,0					
Transformador	100,0	95,0					
Tabla	100,0	95,0					
Dispositivo de Protección	100,0	95,0					
Generador	100,0	100,0					
Inversor /Cargador	100,0	95,0					
Voltaje de Barra							
Sobretensión	105,0	102,0					
Baja Tensión	95,0	98,0					
Excitación del Generador							
Sobreexcitado (Q Max.)	100,0	95,0					
Subexcitación (Q Min.)	100,0						
Informe Marginal							
ID de Dispositivo	Tipo	Condición	Clase/Límite	Unidad	Operativa	% Operativo	Tipo de Fase
Bus14	Bus	Under Voltage	0,22	kV	0,21	97,5	3-Phase

Fuente: ETAP 12.6.0, 2015.

Elaborado por: Paucar Jairo, Paucar Edison.

Del informe de alertas se aprecia que la barra 14 de servicios auxiliares está operando con un bajo nivel de voltaje de 0,21kV el porcentaje operativo de 97,5%.

FIGURA 2.3. “SIMULACIÓN DE CORTOCIRCUITO ESTÁNDAR IEC 60909 DE LA CENTRAL PUCARÁ.”



Fuente: ETAP 12.6.0, 2015.

Elaborado por: Paucar Jairo, Paucar Edison.

Falla trifásica en Barra: Bus 1

kV Nominal = 13800 V

Factor C Voltaje= 1.10

Valor Pico= 64, 464; kA

Estado permanente = 24,742 kA rms.

TABLA 2.13. “INFORME DE CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO BARRA 1”

Contribución		Voltaje y Corriente Inicial Simétrica (rms)				
Barra ID	Barra ID	% V Barra Origen	kA Activa	kA Imaginario	X/R Cociente	kA Magnitud
Bus1	Total	0,00	1,444	-24,700	17,1	24,742
Bus2	Bus1	82,39	0,929	-14,907	16,1	14,936
GEN U1	Bus1	100,00	0,515	-9,793	19,0	9,806

Fuente: ETAP 12.6.0, 2015.

Elaborado por: Paucar Jairo, Paucar Edison.

TABLA 2.14. “CORRIENTE DE FALTA DE INTERRUPCIÓN EN CC (kA)”

Corriente de Falta e Interrupción en CC (kA) Basada en la Corriente Total de Falta en Bar			
TD (S)	Ib sim.	Ib asim.	Idc
0,01	23,986	36,949	28,105
0,02	23,701	32,783	22,650
0,03	23,391	29,651	18,223
0,04	23,058	27,325	14,662
0,05	22,706	25,630	11,889
0,06	22,575	24,524	9,580
0,07	22,442	23,733	7,720
0,08	22,306	23,157	6,221
0,09	22,167	22,740	5,071
0,10	22,026	22,403	4,092
0,15	21,802	21,847	1,399
0,20	21,570	21,575	0,478
0,25	21,331	21,332	0,164
0,30	21,088	21,088	0,056

Corrientes de Falta Trifásica						
Barra		Dispositivo		Corriente de Cortocircuito (kA)		
ID	kV	ID	Tipo	I''k	ip	Ik
Bus1	13,800	Bus1	Bus	24,742	64,464	24,742
Bus2	138,000	Bus2	Bus	7,593	17,543	7,593
Bus3	138,000	Bus3	Bus	7,744	18,006	7,469
Bus4	138,000	Bus4	Bus	7,370	17,914	7,370
Bus5	138,000	Bus5	Bus	9,594	23,581	9,594

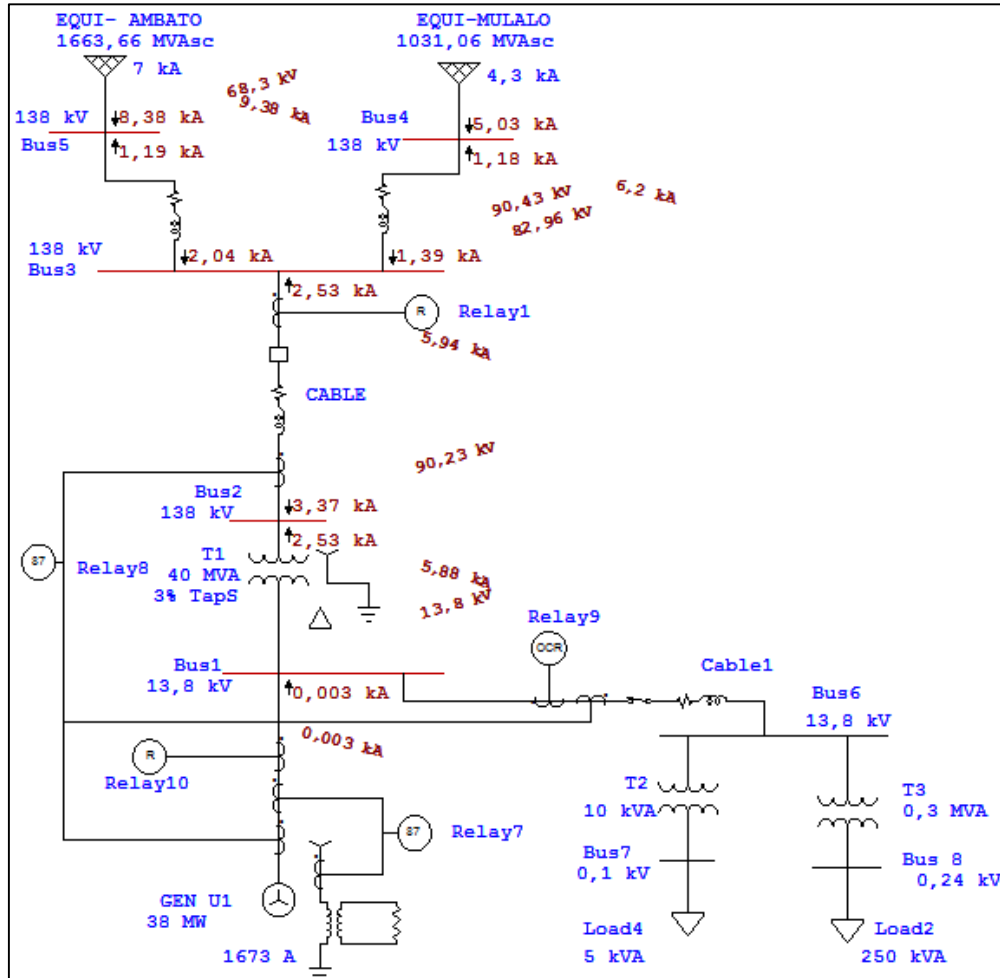
Fuente: ETAP 12.6.0, 2015.

Elaborado por: Paucar Jairo, Paucar Edison.

La Tabla 2.13.y Tabla 2.14., se visualiza los resultados de la simulación de corrientes de cortocircuito trifásico en una de las barras nos enfocamos en la barra 1 donde se va analizar las corrientes de cortocircuito para el dimensionamiento del disyuntor de potencia, con un tiempo de interrupción de 3 ciclos se obtuvo una corriente simétrica de 22,706kA, y una corriente asimétrica de 25,63kA; la corriente de cortocircuito total responde a los siguientes valores 24,742kA, una corriente pico de 64,464kA, a un nivel de voltaje de 13.8kV.

2.7.1.5. Simulación de cortocircuito L-L, L-G, L-L-G bajo el método estándar IEC 60909.

FIGURA 2.4. “SIMULACIÓN DE FALLA TRIFÁSICA, L-G, L-L, L-L-G.”



Fuente: ETAP 12.6.0, 2015.

Elaborado por: Paucar Jairo, Paucar Edison.

El resultado de fallas trifásicas, línea a línea, línea a tierra y línea-línea a tierra para nuestro estudio nos enfocamos en la barra 1 a un nivel de voltaje de 13.8kV, para la falla línea a tierra la corriente de cortocircuito es igual a 0,003kA, la corriente pico es 0,009kA, en la falla trifásica la corriente de cortocircuito es igual a 24,742kA, la corriente pico es 64,464kA, en la falla línea a línea la corriente de cortocircuito es 20,804kA, la corriente pico es 54,217kA, como se puede apreciar en la Tabla 2.15.

2.7.1.6. Informe de falla trifásica, L-G, L-L, L-L-G.

TABLA 2.15. “ANÁLISIS DE RESULTADOS DE FALLA TRIFÁSICA, L-G, L-L, L-L-G.”

Informe Resumen de Cortocircuito																
Corriente de Falta Trifásica, LG, LL, LLG																
Barra		Falta Trifásica			Falta Línea-a-Tierra				Falta Línea-a-Línea				*Línea-a-Línea-a-Tierra			
ID	kV	I"k	ip	Ik	I"k	ip	lb	Ik	I"k	ip	lb	Ik	I"k	ip	lb	Ik
Bus1	13,800	24,742	64,464	24,742	0,003	0,009	0,003	0,003	20,804	54,217	20,804	20,804	20,805	54,219	20,805	20,805
Bus2	138,000	7,593	17,598	7,593	5,892	13,655	5,892	5,892	6,550	15,180	6,550	6,550	7,002	16,228	7,002	7,002
Bus3	138,000	7,744	18,006	7,469	5,967	13,875	5,967	5,967	6,681	15,534	6,681	6,681	7,129	16,576	7,129	7,129
Bus4	138,000	7,370	18,073	7,370	6,244	15,312	6,244	6,244	6,372	15,626	6,372	6,372	7,208	17,677	7,208	7,208
Bus5	138,000	9,594	23,638	9,594	9,411	23,187	9,411	9,411	8,293	20,434	8,293	8,293	10,828	26,681	10,828	10,828

Fuente: ETAP 12.6.0, 2015.

Elaborado por: Paucar Jairo, Paucar Edison

TABLA 2.16. “RESUMEN DE LA IMPEDANCIA DE SECUENCIA.”

Informe Resumen de la Impedancia de Secuencia													
Barra		Imp. Sec. Positiva (ohm)			Imp. Sec. Negativa (ohm)			Imp. Sec. Cero (ohm)			Zf de Falta (ohm)		
ID	kV	Resistencia	Reactancia	Impedancia	Resistencia	Reactancia	Impedancia	Resistencia	Reactancia	Impedancia	Resistencia	Reactancia	Impedancia
Bus1	13,8	0,02068	0,35362	0,35423	0,02057	0,37487	0,37543	7636,56700	0,34709	7636,56700	0,000	0,000	0,000
Bus2	138	1,77943	11,40412	11,54212	1,79747	11,49373	11,63343	3,15685	21,21513	21,44872	0,000	0,000	0,000
Bus3	138	1,71376	11,18702	11,31753	1,73048	11,27298	11,40502	3,10888	21,11028	21,33798	0,000	0,000	0,000
Bus4	138	1,33190	11,81739	11,89221	1,33408	11,85540	11,93023	4,82809	17,76536	18,40973	0,000	0,000	0,000
Bus5	138	0,94203	9,08676	9,13546	0,94107	9,12021	9,16863	6,59252	8,41585	10,69055	0,000	0,000	0,000

Fuente: ETAP 12.6.0, 2015.

Elaborado por: Paucar Jairo, Paucar Edison

2.7.1.7. Resumen del arco eléctrico.

TABLA 2.17. “ANÁLISIS DEL ARCO ELÉCTRICO.”

ANÁLISIS DE ARCO ELÉCTRICO																	
Metodo de Calculo Simetrico Inicial																	
Falla de Arco en Barra: Bus 1																	
Metodo de Solucion: Simetrica Inicial(Ik")																	
kV Normal= 13.800						Voltaje pre-falla= kV Nominal x Factor e			Puesta a Tierra del Sistema= Aislado de Tierra								
kV base= 13.800									Distancia de trabajo= 18 plg.								
Resultados del Arco Electrico en Barra																	
Falla Total (kA)		Arco Total (kA)		Tiempo de Despeje de Falla				(cal/cm^2)									
Ik"= 24.721		Ia"= 23.627		FCT= 35.6		(segundos) 0,594		Energia de Incidente= 46,454									
Tiempo de Despeje de Falla				35.6		0,594		Energia Incidente Total= 46,454									
Para el dispositivo de proteccion:CB2@Ia"= 9,372 kA						Nivel de Energia*			Level F								
Rele: RELE GETipo: Sobrecorriente						Limite Arco Electrico			9.33 pies								
Falla de Arco en Dispositivo				Contribucion Individual a Arco Electrico de Barra				Energia Incidente									
ID		Fase		Franca		I de Arco		FCT		ID Dispositivo de Prot.		E.Incidente		AFB		Energia	
		Tipo		(kA)		(kA)		(ciclos)		para FCT		(cal/cm^2)		pies		Nivel*	
CB2		3Ph		HV CB		9.806		9.372		35.6						No puede ser calculado	
RESUMEN DE LA ENERGÍA INCIDENTE																	
Barra			Falta Total Corriente (kA)				Resultados Análisis Arco Eléctrico										
ID	kV Nom.	Tipo	Franca		I de Arco		FCT	E Incidente	AFB	Energía							
							(ciclos)	(cal/cm²)	(pies)	Nivel							
Bus1	13,800	Other	24,721		23,627												
Bus2	138,000	Other	7,535		7,535		63,010	2675,727	70,96	>Max.							
Bus3	138,000	Other	7,684		7,684												
Bus4	138,000	Other	7,279		7,279												
Bus5	138,000	Other	9,549		9,549												
Bus7	13,800	Other	23,798		22,759		52,572	65,855	11,11	Level F							
RESUMEN - CÁLCULO DE PELIGRO POR DESCARGA DEL ARCO																	
Falta en Barra				Corriente de Falta			Dispositivo de Disparo				Límite Arco (pies)	Energía Incidente (cal/cm²)	Distancia de Trabajo (plg.)	Energía Nivel			
ID	kV Nom.	Tipo Equipo	Brecha (mm)	Falta Franca (kA)		PD Falta de Arco	ID Fuente de Disparo	Disparo	Abierto (ciclo)	FCT (ciclo)							
				Barra	DP												
Bus1	13,800	Other	13	24,721													
Bus2	138,000	Other		7,535	6,242	6,242	CB2	60,01	3,00	63,01	71,0	2675,7	18	>Max.			
Bus3	138,000	Other		7,684									18				
Bus4	138,000	Other		7,279									18				
Bus5	138,000	Other		9,549									18				
Bus7	13,800	Other	13	23,798	9,440	9,028	CB2	49,57	3,00	52,57	11,1	65,9	18	Level F			

Fuente: ETAP 12.6.0, 2015.

Elaborado por: Paucar Jairo, Paucar Edison.

Para el análisis de arco en la Tabla 2.17., se lo realizo bajo la Norma Estándar IEEE 1584 corriente de cortocircuito IEC bajo el método de cálculo simétrico inicial en nuestro caso de estudio se enfoca en la barra 1 que se encuentra junto al generador, a un voltaje nominal de 13800 voltios, la falla total $I_k'' = 24.721 \text{ kA}$, del arco total la $I_a'' = 23,627 \text{ kA}$, el tiempo de despeje de la falla el $FCT = 35.6$ ciclos, en segundos 0,594, la energía incidente es $46,454 \text{ (cal/cm}^2\text{)}$, para el dispositivo de protección del interruptor CB2 la I_a'' es 9.372 kA , el límite de arco es de 9.33 pies, la distancia de trabajo es de 18plg. En el cálculo de peligro por descarga del arco eléctrico en una falla franca a 138kV presenta una corriente de falla de $7,535 \text{ kA}$, DP 6.242 kA , PD falta de arco 6.242 kA , fuente de disparo interruptor CB2 la apertura se realiza a 3 ciclos límite de arco de 71(pies), la energía incidente $2675.7 \text{ (cal/cm}^2\text{)}$, distancia de trabajo 18(plg), a 13.8kV presenta una corriente de falla de 23.798 kA , DP 9.44 kA , PD falta de arco 9.028 kA fuente de disparo interruptor CB2 la apertura se realiza a 3 ciclos límite de arco de 11.1(pies), la energía incidente $65.9 \text{ (cal/cm}^2\text{)}$, distancia de trabajo 18(plg).

2.8. Parámetros para el dimensionamiento del disyuntor.

2.8.1. Voltaje nominal.

Según el Capítulo I es un parámetro necesario para el dimensionamiento del interruptor de potencia. El voltaje nominal en condiciones normales de la red, para este caso la Central Hidroeléctrica “Pucará” es de 13.8kV.

$$V_{nom} = 13.8 \text{ kV}$$

2.8.1.1. Voltaje máximo para el diseño.

El autor ENRIQUEZ HARPER G, 2002 en su libro de “Elementos de Diseño de subestaciones eléctricas” dice que para el diseño de un disyuntor de potencia debemos tomar el voltaje máximo; valor que lo encontramos en la Tabla 1.4.

$$V_{max} = 15.0 \text{ kV}$$

2.8.2. Corriente nominal.

Valor expresado en amperios, parámetro en el Capítulo I, se determina con la **EC.1.4.** y su valor calculado es el:

Datos:

$$P = 38 \text{ MW.}$$

$$V = 13.8 \text{ kV}$$

$$fp = 0.95.$$

$$I_{nom} = \frac{38.000.000}{\sqrt{3} \times 13800 \times 0.95} ; \text{ Amp}$$

$$I_{nom} = 1673 \text{ Amps.}$$

2.8.3. Frecuencia nominal.

La frecuencia de red, para el dimensionamiento de un interruptor es:

$$f_{no} = 60 \text{ Hz.}$$

2.8.4. Capacidad de interrupción simétrica y asimétrica.

La corriente de interrupción simétrica se la obtuvo de la simulación de cortocircuito del sistema eléctrico de la Central Hidroeléctrica Pucará mediante el software ETAP versión 12.6.0 estos parámetros los obtenemos en la Tabla 2.14.

$$I_{sim} = 22,706 \text{ kA}$$

La corriente de interrupción asimétrica se la obtuvo de la simulación de cortocircuito del sistema eléctrico de la Central Hidroeléctrica Pucará mediante el software ETAP versión 12.6.0 estos parámetros los obtenemos en la Tabla 2.14.

$$I_{asim} = 25.63 \text{ kA}$$

2.8.5. Capacidad de cierre en cortocircuito.

Para el cálculo de capacidad de cierre en cortocircuito se lo realiza con la fórmula consultada del Capítulo I de la EC.1.5, es la siguiente.

$$\text{Making current} = 2.54 * I_{sim}$$

$$\text{Making current} = 2.54 * 22.706 \text{ kA}$$

$$\text{Making current} = 57.673 \text{ kA}$$

2.8.6. Nivel básico de aislamiento.

Para el voltaje de 13.8kV con un máximo de 15kV según la Norma; IEC 62271-100: 2006 y ANSI C37.06.1-2000. El cálculo del BIL se precisa en 95kV bajo la norma ANSI a voltaje de carga atmosférica BIL y a 36kV a voltaje de frecuencia industrial como se menciona en la Tabla 1.3., del Capítulo I.

$$BIL = 95 \text{ kV}$$

Aplicando el factor de corrección por altitud es:

$$K_a = e^{m\left(\frac{H-1000}{8150}\right)}$$

$$K_a = e^{1\left(\frac{3090-1000}{8150}\right)}$$

$$K_a = 1.29$$

Para el nivel básico de aislamiento que el disyuntor debe tener a 3090 m.s.n.m es:

$$BIL = 1.29 \times 95 \text{ kV}$$

$$BIL = 122.55 \text{ kV}$$

2.9. Verificación de la hipótesis.

Mediante la simula de corrientes de cortocircuito por medio del software ETAP 12.6.0 se obtiene los parámetros de la capacidad de interrupción simétrica y asimétrica de 22,706kA y 25.63kA como se puede apreciar en la Tabla 2.14., la capacidad de cierre en cortocircuito que es igual a 57.773kA mediante la ecuación **EC.1.5** para el dimensionamiento de un disyuntor de potencia a 13.8kV y este debe ser capaz de conducir continuamente una corriente de 1673 A que va a satisfacer las necesidades de la unidad Generadora U1.

CAPÍTULO III

3. Diseño y aplicación de la propuesta.

3.1. Introducción

En este capítulo se desarrolla el Análisis de corrientes de cortocircuito para el dimensionamiento del interruptor de potencia a 13.8 kV entre la unidad generadora U1 y el transformador de potencia de 40 MVA a 13.8/138kV en la central Hidroeléctrica “Pucará”, para la protección y la forma de operación que se necesita al implementar el disyuntor SF6. El presente estudio se basó en el análisis de flujos de potencia, análisis de corrientes de cortocircuito y el arco eléctrico para el dimensionamiento de un interruptor de potencia, mediante el software ETAP 12.6.0 la cual fue una herramienta esencial para determinar dichos parámetros. Las señales que llega al interruptor 52U1 de la subestación cuando se presenta una falla el generador debe cambiar al interruptor en SF6, esta señal debe ordenar la apertura al nuevo interruptor quedando aislado únicamente el sitio donde se presentó la falla.

El interruptor SF6 debe estar después de los servicios auxiliares, en vista que estos se alimentaran de energía eléctrica del sistema que pasara de 138kV a 13.8kV por medio del transformador de potencia y se mantendrá energizado los sistemas auxiliares cuando el generador se encuentre fuera de servicio.

3.2. Justificación.

El presente proyecto de tesis aporta a la Central Pucará con el análisis de flujos de potencia, corrientes de cortocircuito para el dimensionamiento de un interruptor de potencia a 13.8 kV entre la unidad generadora U1 y el transformador, con la implementación del interruptor de potencia y así mejorar los procesos de operación y maniobra para la incorporación al sistema, con este proceso se realizará la energización a 13.8 kV en el lado primario del transformador, evitando así que este sufra las elevadas corrientes por energización directa, salvaguardando también que el generador se motorice por recibir potencia activa del sistema al producirse anomalías en el interruptor 52U1 de la subestación TRANSLÉCTRIC.

Actualmente la sincronización lo realizan comparando los siguientes valores a 13.8 kV en generación y 138 kV en la barra principal donde una vez igualado todos los parámetros de sincronismo: voltaje, frecuencia y ángulo de desfase cierran el interruptor de la subestación el 52 U1, con el nuevo interruptor la sincronización se la realizara a 13.8 kV en el devanado primario del transformador de potencia donde una vez igualado los parámetros de sincronismo el relé (25) éste enviará una señal de cierre al interruptor a incorporar quedando energizado el sistema.

Una ventaja de usar el interruptor en el generador es la simplificación de los procedimientos, durante el arranque y apagado del mismo; un único interruptor tiene que ser operado reduciendo el número de operaciones, este evita la conmutación del suministro a servicios auxiliares, el suministro eléctrico de servicios auxiliares directamente desde la red principal, se tiene una sincronización más fiable, se minimiza el costoso daño secundario y los largos tiempos requeridos para la reparación.

3.3. Objetivos.

3.3.1. Objetivo General.

Proponer el dimensionado de un disyuntor de potencia mediante el análisis de corrientes de cortocircuito, parámetros, tipos, normas características de operación y métodos de interrupción con ayuda del software ETAP entre la unidad generadora U1 y el transformador de potencia de 40 MVA a 13.8/138 kV en la Central Hidroeléctrica Pucará.

3.3.2. Objetivos Específicos.

- Diseñar un sistema eléctrico de potencia mediante el software ETAP, para la simulación de corrientes de cortocircuito, con el fin de dimensionar un disyuntor de potencia, cuyas características contribuyan a los requerimientos de la unidad generadora.
- Revisar la tabla de resultados de corrientes de cortocircuito de la simulación realizada para el cálculo de la capacidad de interrupción en cortocircuito y de cierre del disyuntor dimensionado.
- Analizar el funcionamiento del disyuntor dimensionado, y las protecciones de la Unidad Generadora U1, cuando este entregando energía al sistema y cuando esté recibiendo energía para alimentar a los servicios auxiliares.
- Realizar planos que ilustren las adecuaciones para la implementación del disyuntor en la barra de salida del generador U1.

3.4. Viabilidad técnica operacional.

El estudio se basa en el análisis de flujos de potencia, corrientes de cortocircuito para el dimensionamiento del disyuntor a ser sugerido entre el generador y el transformador de potencia en el devanado primario a un nivel de voltaje de 13.8 kV en la Central “Pucará”.

La secuencia de operación en la Central Pucará garantizará una mayor confiabilidad y seguridad en los equipos y personal encargados en las maniobras de operación de energización y desenergización de la Central, deberá contar con las siguientes maniobras para la incorporación y salida del sistema.

Para la incorporación y salida del sistema se lo realizara tomando en cuenta el interruptor a sugerir, una vez obtenido el voltaje a 13.8 kV en generación el cierre del interruptor se lo hará una vez realizado el sincronismo, quedando energizado el sistema. Para el caso de la desenergización se lo realizara disminuyendo la potencia que está entregando al sistema para luego poder abrir el interruptor quedando aislado del fluido eléctrico y no correr el riesgo de explosiones en la apertura a grandes corrientes del interruptor.

La finalidad de la secuencia de operación es mejorar la confiabilidad y la seguridad de los equipos, porque una energización directa se presentan elevadas corrientes de magnetización en el devanado primario del transformador con el interruptor a sugerir las maniobras de conexión se lo realizara a 13.8 kV garantizando un funcionamiento óptimo de los equipos que intervienen en el proceso de energización.

3.5. Desarrollo de la propuesta.

3.5.1. Análisis de corrientes de cortocircuito en la unidad generadora U1 de la Central “Pucará”.

El análisis de corrientes de cortocircuito para el interruptor de potencia establece algunos factores que implica las operaciones de las subestaciones y unidades generadoras donde se realizó el estudio.

Las conexiones eléctricas que salen desde el generador hacia el transformador y a servicios auxiliares, se tomara en cuenta la conexión de los servicios auxiliares que estos deben estar conectados en el lado primario del transformador.

En el análisis de corrientes de cortocircuito del interruptor de potencia, la recolección de datos del sistema eléctrico que involucra a la empresa beneficiada fueron obtenidos del Departamento Técnico por medio del Tgl. Germán Lara Especialista Eléctrico encargado de la supervisión eléctrica dentro de la Central Hidroeléctrica Pucará, los parámetros de potencia y corrientes de cortocircuito de la subestación Ambato y Mulaló fueron obtenidas de la entidad Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) por medio de la página electrónica de dicha entidad, los parámetros de las líneas de transmisión fueron obtenidas de Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC TRANSELECTRIC) de su página electrónica, la simulación de flujos de potencia y corrientes de cortocircuito se lo realizo en el software ETAP 12.6.0 facilitado por la Universidad Técnica de Cotopaxi.

3.5.2. Simulación del análisis de corrientes de cortocircuito del sistema eléctrico de la Central Hidroeléctrica “Pucará”.

En la simulación de corrientes de cortocircuito trifásica, bifásica y monofásica del sistema eléctrico de potencia se realiza bajo la norma IEC 60909, los resultados obtenidos fueron la corriente de cortocircuito ($I''k$), la corriente pico (I_p), la corriente simétrica y asimétrica (I_{sim} , I_{asim}), la componente de corriente continua (I_{dc}).

TABLA 3.1. “CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO BUS 1 DE 13.8 kV”.

Barra			Dispositivo		Corriente de Cortocircuito (kA)					
ID	kV	TD(S)	ID	Tipo	$I''k$	I_p	$I_{b\ sim.}$	$I_{b\ asim.}$	I_{dc}	I_k
Bus 1	13.8	0.05	Bus 1	SwitchGear	24.742	64.464	22.706	25.630	11.889	24.742
Corriente de Falta e Interrupción en CC (kA)										
Basada en la Corriente Total de Falta en Bar										
	TD (S)	$I_{b\ sim.}$	$I_{b\ asim.}$	I_{dc}						
	0,01	23,986	36,949	28,105						
	0,02	23,701	32,783	22,650						
	0,03	23,391	29,651	18,223						
	0,04	23,058	27,325	14,662						
	0,05	22,706	25,630	11,889						
	0,06	22,575	24,524	9,580						
	0,07	22,442	23,733	7,720						
	0,08	22,306	23,157	6,221						
	0,09	22,167	22,740	5,071						
	0,10	22,026	22,403	4,092						
	0,15	21,802	21,847	1,399						
	0,20	21,570	21,575	0,478						
	0,25	21,331	21,332	0,164						
	0,30	21,088	21,088	0,056						

Fuente: ETAP 12.6.0, 2015.

Elaborado por: Paucar Jairo, Paucar Edison.

En la Tabla 3.1., se presenta las corrientes de cortocircuito del sistema eléctrico simulado con un tiempo de 0,05 segundos o (igual a 3 ciclos), la corriente de cortocircuito trifásica presentada es de 24,742 kA en la barra 1, para determinar el poder de corte y cierre del interruptor en cortocircuito se utilizó la corriente simétrica de 22,706 kA y la corriente asimétrica de 25,63kA con la componente DC de 11.889kA.

3.5.3. Determinación de los parámetros eléctricos nominales para el dimensionamiento del interruptor de potencia.

Los parámetros eléctricos para determinar un disyuntor de potencia exige que debe cumplir con la norma IEC 60056 High-voltage Alternating Current Circuit Breakers: se aplica a A.C. interruptores automáticos diseñados para la instalación y operación de interior o al aire libre en las frecuencias hasta e incluyendo 60 Hz en sistemas que tienen tensiones superiores a 1000 V.

La norma IEC 60060 High-voltage Test Techniques: es aplicable a los equipos con voltajes más altos U_m superior a 1 kV la selección de voltaje sobre el terreno de prueba, procedimientos de prueba y los niveles de voltaje de ensayo para aparatos, equipos o instalaciones es bajo la responsabilidad del comité técnico correspondiente.

La norma IEC 60376 Specification and Acceptance of New Sulphur Hexafluoride: es aplicable para las propiedades y métodos de prueba aplicables a hexafluoruro de azufre cuando esta sustancia se suministra para su uso en conexión con cualquier equipo eléctrico.

La norma IEC 60609 aplicable para el cálculo de corrientes de cortocircuito: norma IEC 62271-37-013-2015 aplicable a disyuntores de generadores de corriente alterna de alto voltaje trifásico.

La norma IEC 60071-2, 1996, para determinar el BIL de los equipos eléctricos que serán implementados en lugares que superan los 1000 metros sobre el nivel del mar donde se especifica la fórmula para corregir este factor en función de la altitud.

La norma ANSI/IEEE Std. 242.-IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power System: se aplica en la selección,

aplicación y coordinación de los componentes que constituyen el sistema de protección de las plantas industriales y edificios comerciales.

Los parámetros requeridos para el dimensionamiento del disyuntor de potencia; tiene 3 polos para un sistema trifásico, frecuencia de 60 Hz a un voltaje nominal de 13.8 kV. El voltaje máximo de operación que puede soportar el equipo es de 15 kV, según ENRIQUEZ HARPER G, 2002, el disyuntor debe ser capaz de operar en forma continua a una corriente de 1673 [A], en condiciones normales de operación de la Central, debe tener la capacidad de interrupción en cortocircuito de 22,706 kA corriente que se presentó en la barra 1 de la falla trifásica producida en cortocircuito, el tiempo de interrupción se especifica en 3 ciclos, el nivel básico de aislamiento tiene un valor de 95 kV-36kV a frecuencia industrial, situación geográfica que se encuentran las instalaciones 3090 m.s.n.m, el aislamiento que utilizo para la extinción del arco es SF6.

El disyuntor de potencia existente en el mercado y acorde a las necesidades de la Central Pucará es el 15HKSA 500 a un nivel de voltaje de 13.8kV, cuyas características eléctricas garantizan la circulación normal de corriente el cual consta de los parámetros especificados en la Tabla 3.3.

TABLA 3.2. “PARÁMETROS ELÉCTRICOS DEL DISYUNTOR DE POTENCIA”.

Características electricas del disyuntor de potencia		
Item	Descripción	Especificación
1	Numero de polos	3
2	Frecuencia Nominal	60 Hz
3	Voltaje Nominal	13.8 kV
4	Voltaje maximo	15 kV
5	Corriente nominal máxima	1673 A
6	Capacidad de interrupcion nominal de cortocircuito	22,706 kA
7	Capacidad nominal de cierre en cortocircuito	57,673 kA
8	Tiempo de interrupción nominal (ciclos)	3
9	BIL(Nivel Basico de Aislamiento) a 60 Hz	36-95 kV
10	Medio de aislamiento	SF6

Elaborado por: Paucar Jairo, Paucar Edison.

3.5.4. Determinación de los parámetros para la capacidad nominal del disyuntor de potencia.

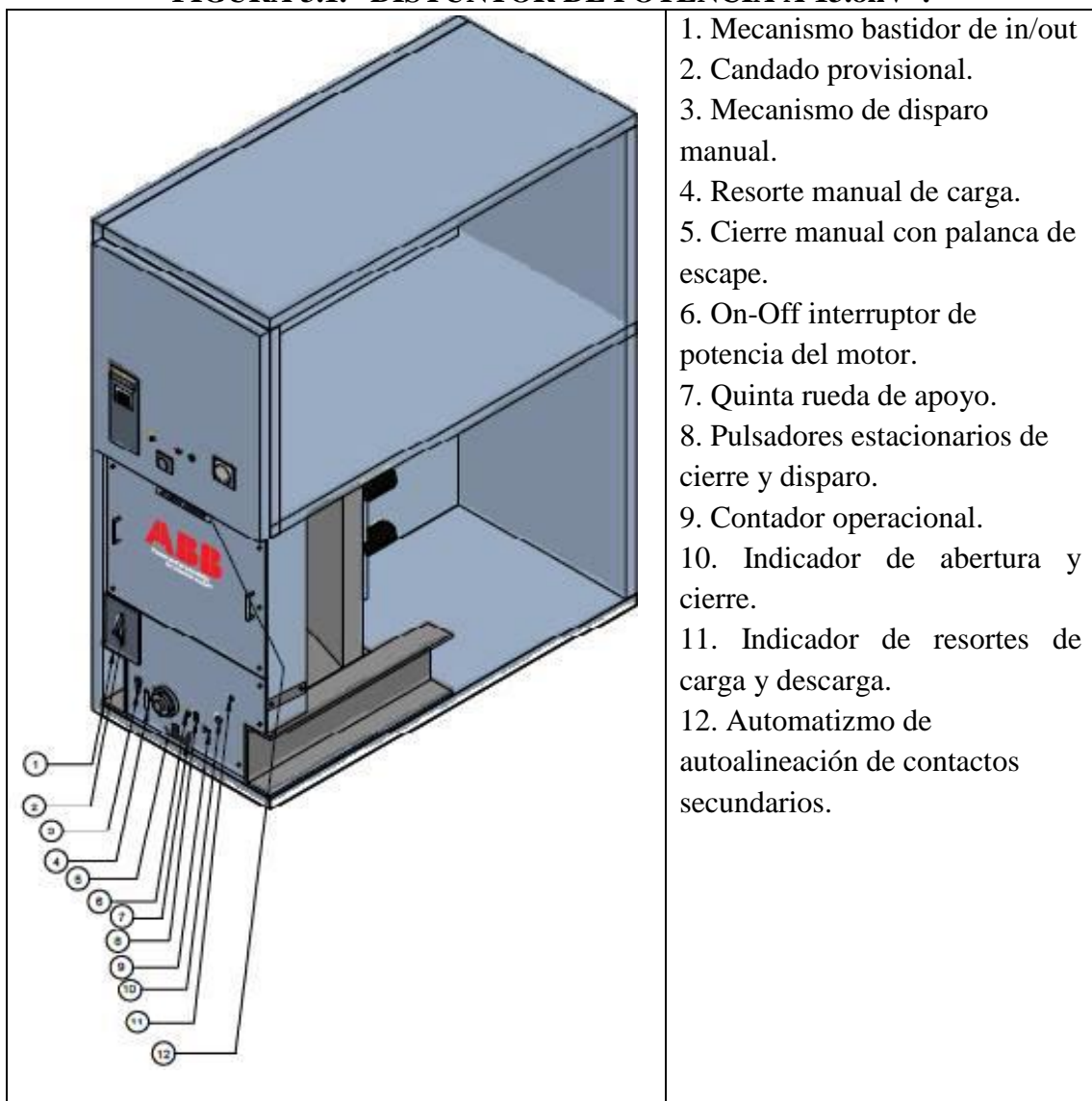
TABLA 3.3. “CAPACIDAD DEL DISYUNTOR AISLADO EN SF6”.

Type of Breaker	Normal Rating		Δ Rated Continuous Current 60 Hertz AMPS-RMS	Rated Voltages			Interrupting Level Rated Withstand		Interrupting Ratings AMPS-Symmetrical			Asymmetric Rating Factor	Short Time Rating 3 Sec KA-RMS	Close and Latch Rating KA-RMS	Interrupting Time Cycles
	Three Phase MVA	Voltage kV-RMS		Maximum Voltage kV-RMS	K- factor Max kV Min kV	Minimum Voltage kV-RMS	Low Frequency kV-RMS	Impulse Δ 12x50MS kV-Crest	Maximum kV AMPS-RMS	Nominal kV_RMS	Minimum kV AMPS-RMS				
7.5HKSA 500	500	7,2	1.200	8,25	1,25	6,6	26	75	35	40	44	1,2	44	70	3
7.5HKSA 500	500	7,2	2000	8,25	1,25	6,6	26	75	35	40	44	1,2	44	70	5
7.5HKSA 500	500	7,2	3000	8,25	1,25	6,6	26	75	35	40	44	1,2	44	70	5
15HKSA 500	500	13,8	1.200	15	1,3	11,5	36	95	19,3	21	25	1,2	25	*40	5
15HKSA 500	500	13,8	2000	15	1,3	11,5	36	95	19,3	21	25	1,2	25	*40	3
15HKSA 500	500	13,8	3000	15	1,3	11,5	36	95	19,3	21	25	1,2	25	*40	5
15HKSA 750	750	13,8	1.200	15	1,3	11,5	36	95	28,9	32	38	1,2	38	*60	3
15HKSA 750	750	13,8	2000	15	1,3	11,5	36	95	28,9	32	38	1,2	38	*60	5
15HKSA 750	750	13,8	3000	15	1,3	11,5	36	95	28,9	32	38	1,2	38	*60	5
36HKSA 1,600	1600	34,5	1.200	38	1,3	30	70	150	25	28	32	1,2	32	*60	5
36HKSA 1,600	1600	34,5	2000	38	1,3	30	70	150	25	28	32	1,2	32	*60	5
36HKSA 1,600	1600	34,5	3000	38	1,3	30	70	150	25	28	32	1,2	32	*60	5

Fuente: ASEA BROWN BOVERI INC. 200 Chisholm Drive, Milton, Ont. L9T 5E7

Las características eléctricas del disyuntor en SF6 tipo 15HKSA 500 va operar a nivel de 13.8kV, puede soportar un voltaje máximo de operación de 15kV, a una corriente de 2000 A que puede trabajar sin dificultad en cada una de las operaciones que se realice, la capacidad de interrupción en cortocircuito es 25kA es una corriente que se asemeja a la corriente de cortocircuito asimétrica de 25.63 kA, el tiempo de interrupción para la falla es 5 ciclos, el nivel básico de aislamiento es 95kV bajo carga y 36kV a frecuencia industrial.

FIGURA 3.1. “DISYUNTOR DE POTENCIA A 13.8kV”.



1. Mecanismo bastidor de in/out
2. Candado provisional.
3. Mecanismo de disparo manual.
4. Resorte manual de carga.
5. Cierre manual con palanca de escape.
6. On-Off interruptor de potencia del motor.
7. Quinta rueda de apoyo.
8. Pulsadores estacionarios de cierre y disparo.
9. Contador operacional.
10. Indicador de abertura y cierre.
11. Indicador de resortes de carga y descarga.
12. Automatismo de autoalineación de contactos secundarios.

Fuente: ASEA BROWN BOVERI INC. 200 Chisholm Drive, Milton, Ont. L9T 5E7.

3.6. Ajustes operacionales de relés de protección existentes entre el Generador y el Transformador.

Es fundamental empezar con la calibración de los relés de protección que están supervisando las fallas de la central Hidroeléctrica “Pucará”, se realizó una investigación de los ajustes de protecciones. Los ajustes de las respectivas protecciones de la unidad 1 y 2 se obtuvo con la ayuda del Tgl. German Lara, Especialista Eléctrico de un informe de pruebas sobre relés de protección y control de protecciones que se realizó en Septiembre 2007 por parte de la empresa MemEnergy Equipos de Medición, Estudios Eléctricos, manejo Energético Investigación y Servicios en Mercado energéticos Eneresearch Cia. Ltda como podemos observar en la Tabla 2.3.

TABLA 3.4. “AJUSTES DE PROTECCIÓN DE LOS RELÉS DEL GENERADOR Y TRANSFORMADOR”.

PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE NEUTRO TRANSFORMADOR								
PROTECCIÓN	DESIGNACIÓN	RELE DE SOBRECORRIENTE			RTC	AJUSTES		
		MARCA	MODELO	ESTILO		TAP	DIAL	INST
NEUTRO	51N	General Electric	IAC53A2A	IAC	200/5	1,5	7,5	
PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE GENERADOR								
FASE A	51VA	General Electric	12IGCV53A2A	IGCV	2000/5 14400/120	3	2,75	
FASE B	51VB	General Electric	12IGCV53A2A	IGCV	2000/5 14400/120	3	2,75	
FASE C	51VC	General Electric	12IGCV53A2A	IGCV	2000/5 14400/120	3	2,75	
PROTECCIONES DIFERENCIAL DEL GENERADOR								
FASE A	87GA	General Electric	CFD22B1A	CFD	2000/5			
FASE B	87GB	General Electric	CFD22B1A	CFD	2000/5			
FASE C	87GB	General Electric	CFD22B1A	CFD	2000/5			
PROTECCIONES DIFERENCIAL DEL TRANSFORMADOR								
FASE A	87TA 87TB 87TC	General Electric	BDD15BIIA	BDD	2000/5 200/5	TAP H 5	TAP L 8,7	SLOPE 25%
PROTECCIÓN SOBRECORRIENTE AUXILIARES						TAP	DIAL	INST
FASE A	50/51A	General Electric	12IAC53B805A	IAC	150/5	0,8	10	10
FASE B	50/51B	General Electric	12IAC53B805A	IAC	150/5	0,8	10	10
FASE C	50/51C	General Electric	12IAC53B805A	IAC	150/5	0,8	10	10

Fuente: MEMENERGY. Equipos de Medición. Estudios Eléctricos. Manejo Energético.

En la Tabla 3.4., denominada “Ajustes de Protección de Relés del Generador y Transformador”; se presenta los ajustes de las protecciones de sobrecorriente y diferencial de la unidad generadora U1 que genera un nivel de voltaje a 13.8 kV.

La protección de neutro del transformador esta supervisada por el relé (51N) de la marca General Electric modelo IAC53A2A estilo IAC con relación de transformación de corriente de 200/5, Tap de 1,5 y el Dial de 7,5.

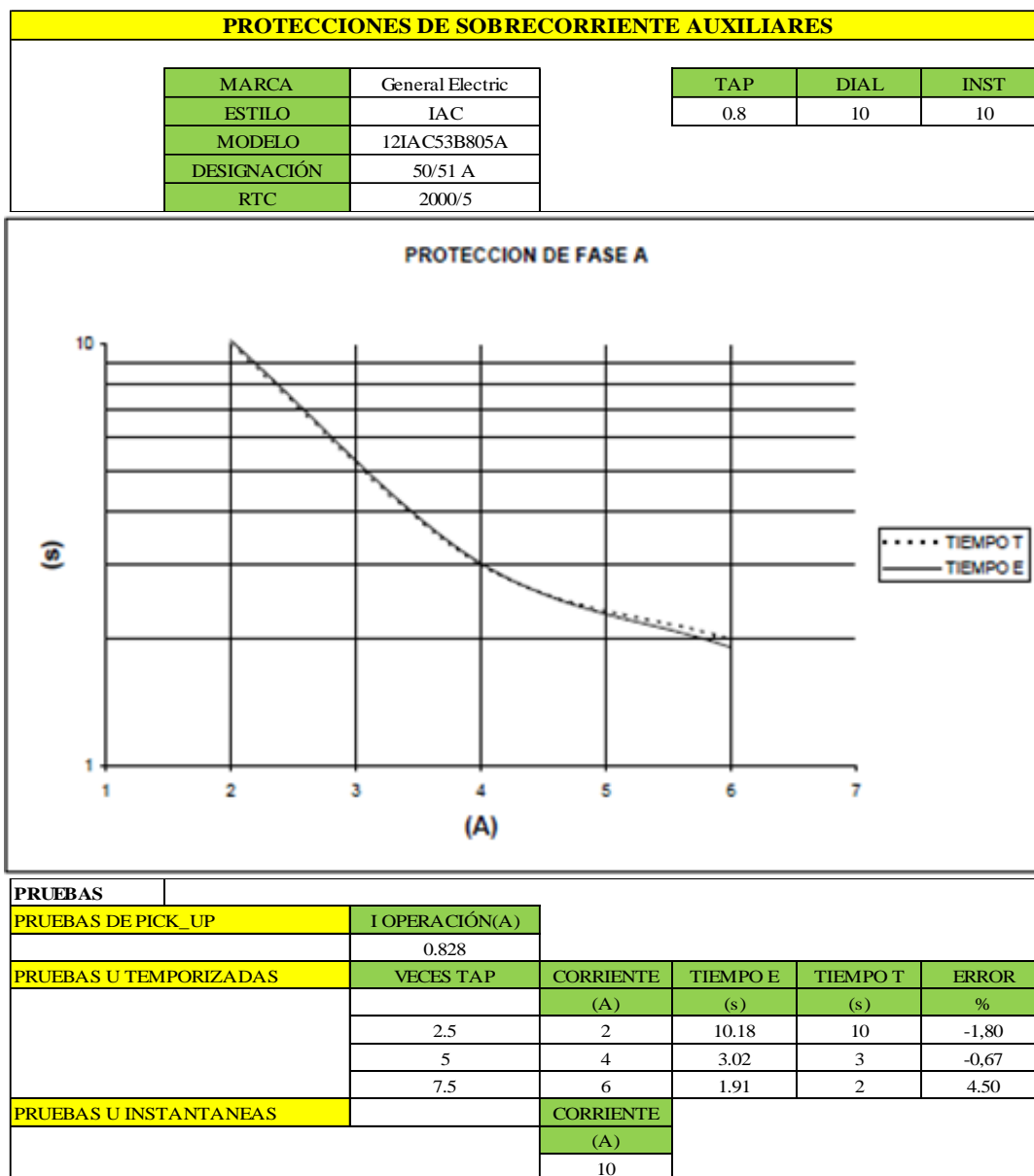
Los ajustes de protección de sobrecorriente del generador esta supervisado por el relé (51VA, 51VB, 51VC) de la marca General Electric modelo 12IGCV53A2A estilo IGCV con relación de transformación de corriente de 2000/5, 14400/120, Tap de 3 y el Dial de 2,75.

La protección diferencial del generador de las fases A, B, C (87G) de la marca General Electric modelo CFD22B1A estilo CFD con relación de transformación 2000/5.

La protección diferencial del transformador de potencia de las fases A, B, C (87T) de la marca General Electric modelo BDD15BIIA estilo BDD con relación de transformación de 2000/5 en el lado de baja y 200/5 en el lado de alto voltaje, con TAP H de 5, TAP L de 8.7 y el SLOPE de 25%.

La protección de servicios auxiliares de las fases A, B, C (50/51) de la marca General Electric modelo 12IAC53B805A estilo IAC con relación de transformación de 2000/5 TAP de 0,8, DIAL de 10 y INST de 10. La conexión del relé diferencial (87GT) se une al transformador de corriente de servicios auxiliares que tiene una relación de transformación 2000/5.

FIGURA 3.2. “PROTECCIÓN SOBRECORRIENTE DEL TRANSFORMADOR DE SISTEMAS AUXILIARES”.

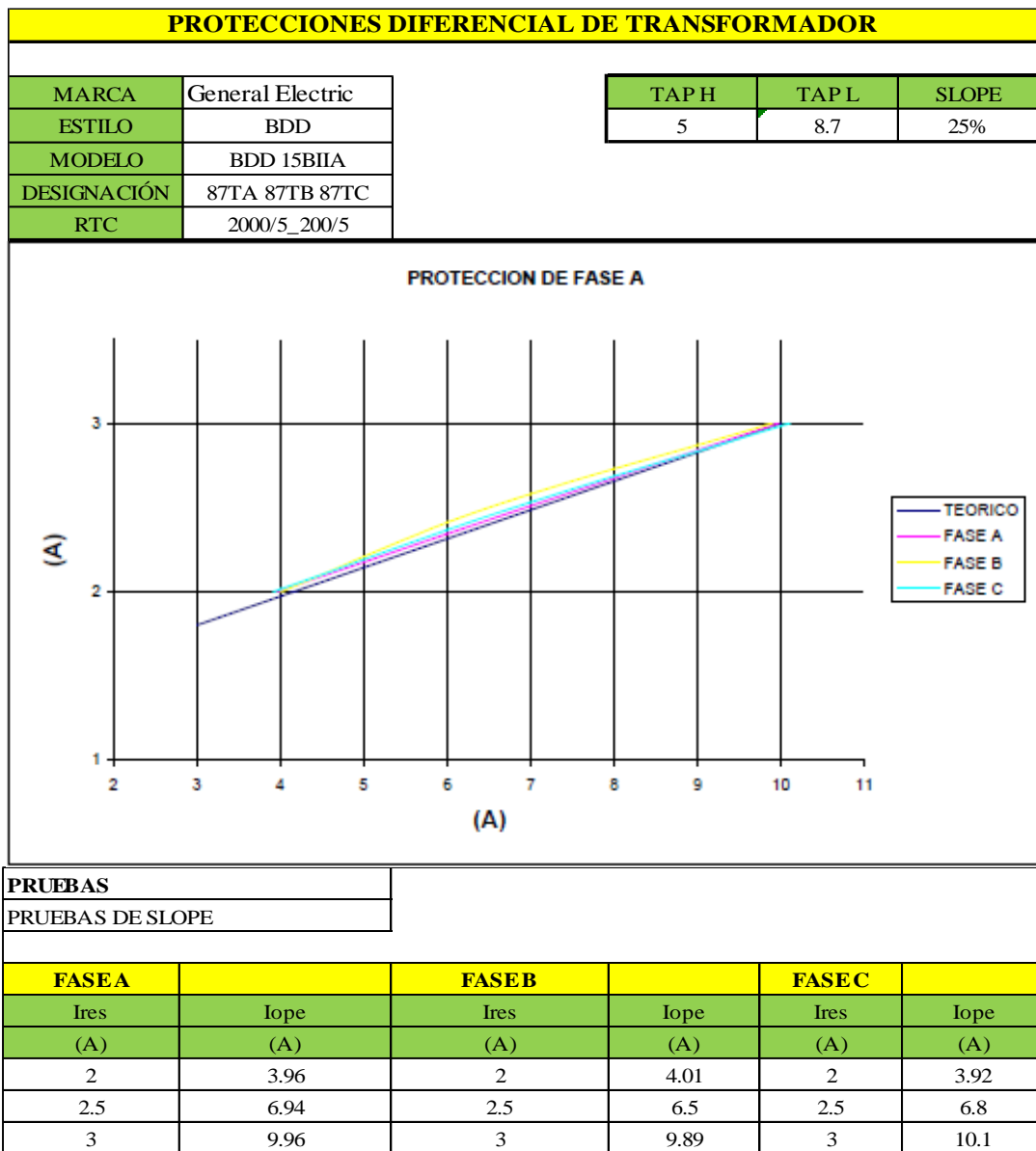


Fuente: MEMENERGY. Equipos de Medición. Estudios Eléctricos. Manejo Energético.

Las protecciones del transformador de potencia de 40MVA deben actuar una falla, se cuenta con un relé diferencial para el generador y el transformador de la marca General Electric, estilo BDD modelo BDD15BIIA designación 87TA 87TB 87TC, TAP H de 5, TAP L 8,7 SLOPE 25%, el transformador deberá operar en doble

sentido cuando se necesite entregar energía al sistema y cuando se necesite de energía para la alimentación a los servicios auxiliares, es por eso que las conexiones del transformador con el generador se va a cambiar pasando la conexión del transformador de corriente de 2000/5A de la puesta a tierra del generador al devanado primario del transformador.

FIGURA 3.3. “PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE TRANSFORMADOR”.



Fuente: MEMENERGY. Equipos de Medición. Estudios Eléctricos. Manejo Energético.

3.7. Determinación de los ajustes de los relés de protección de sobrecorriente de la unidad generadora U1.

Las protecciones que se proponen en este capítulo tienen como objetivo principal proteger al generador y sistema de servicios auxiliares a 13.8kV cuando ocurra una anomalía realizando las respectivas calibraciones de los relés que van a trabajar conjuntamente con el interruptor de potencia mejorar los procesos de operación y maniobra de la unidad U1.

Para iniciar con la coordinación de protecciones se partió de los ajustes de los relés de protección de sobrecorriente (51V) los cuales están determinados por la entidad TRANSELECTRIC, con la que se encuentra operando el generador actualmente. La coordinación debe estar por debajo de la curva de daño del transformador de potencia y sobre la corriente de inrush del mismo para su operación en condiciones normales, se utilizó un elemento de protección con las siguientes características VAMP 230 que será utilizado para actuar conjuntamente con el disyuntor de potencia.

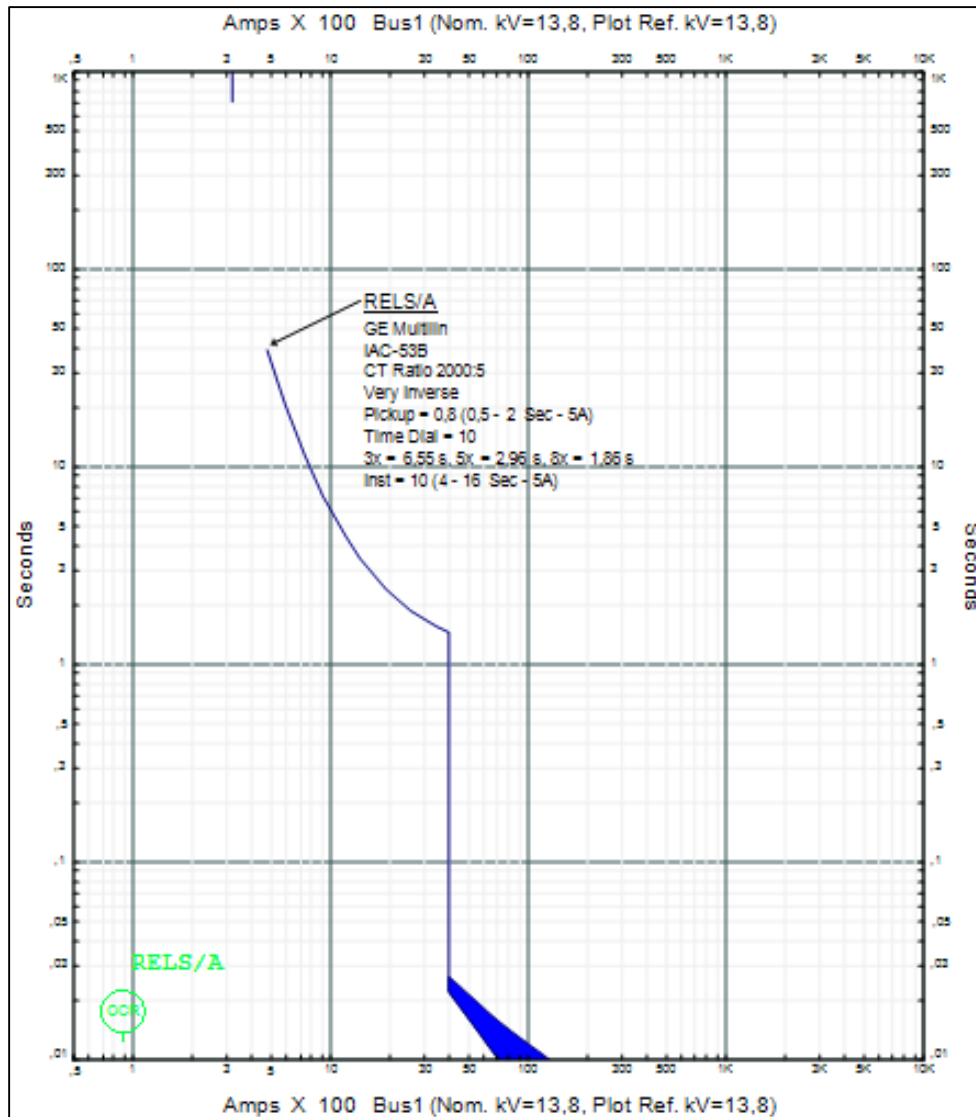
TABLA 3.5. “AJUSTE DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE SISTEMAS AUXILIARES”.

PROTECCIÓN SOBRECORRIENTE AUXILIARES								
PROTECCIÓN	DESIGNACIÓN	MARCA	MODELO	ESTILO	RTC	TAP	DIAL	INST
FASE A	50/51A	General Electric	12IAC53B805A	IAC	2000/5	1	10	10
FASE B	50/51B	General Electric	12IAC53B805A	IAC	2000/5	1	10	10
FASE C	50/51C	General Electric	12IAC53B805A	IAC	2000/5	1	10	10

Elaborado por: Paucar Jairo, Paucar Edison.

En la Tabla 3.5., muestra los ajustes del relé de sobrecorriente (51) 12IAC53B805, sus características son similares al mismo que trabaja actualmente en la protección de sistemas auxiliares y el sistema de excitación que están conectados en paralelo. La relación de transformación son 2000/5 A, TAP 1, DIAL 10, INST 10.

FIGURA 3.4. “CURVA DEL RELE DE SOBRECORRIENTE SERVICIOS AUXILIARES (51)”.

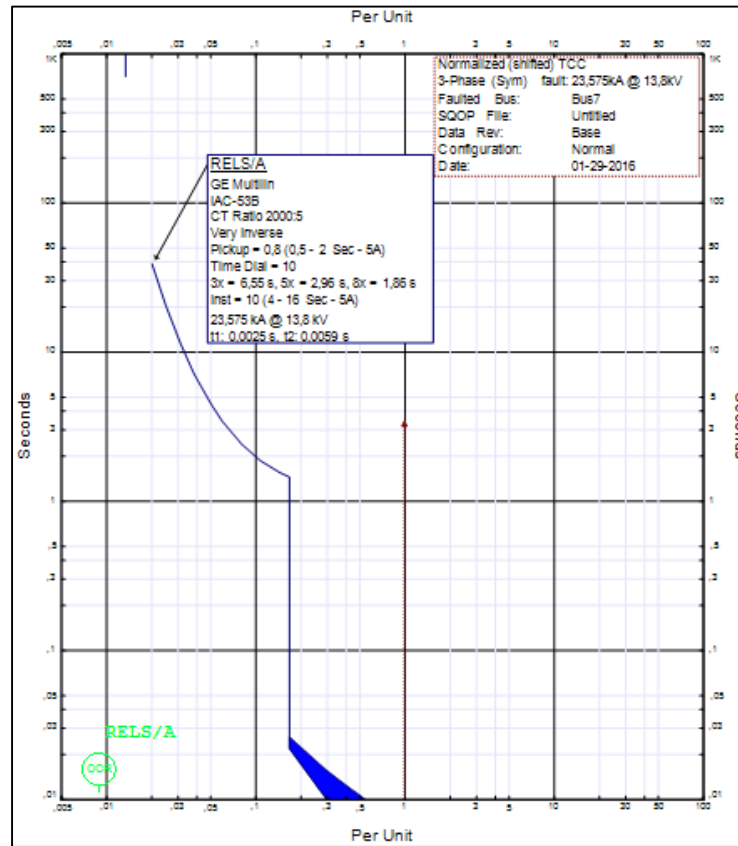


Fuente: ETAP 12.6.0, 2015.

Elaborado por: Paucar Jairo, Paucar Edison.

Se simuló una falla en Bus 7 de la barra de servicios auxiliares para observar la secuencia de operación del relé que actuara lo más pronto posible para despejar la contingencia ocurrida, el relé de sobrecorriente (51) al censar una corriente de falla 23,5735kA envía la señal de apertura del disyuntor de la subestación en un tiempo de 2,5 (ms) y por disparo transferido envía la orden de apertura del Interruptor en SF6.

FIGURA 3.5. “CURVA DEL RELE DE SOBRECORRIENTE SERVICIOS AUXILIARES (51) EN FALLA”.



Fuente: ETAP 12.6.0, 2015.

Elaborado por: Paucar Jairo, Paucar Edison

TABLA 3.6. INFORME RESUMEN DE CORTOCIRCUITO Y SECUENCIA DE OPERACIÓN DEL RELE (51) SERVICIOS AUXILIARES

Informe Resumen de Cortocircuito																
Corriente de Falta Trifásica, LG, LL, LLG																
Barra	Falta Trifásica				Falta Línea-a-Tierra				Falta Línea-a-Línea				*Línea-a-Línea-a-Tierra			
ID	kV	I ^k	ip	Ik	I ^k	ip	lb	Ik	I ^k	ip	lb	Ik	I ^k	ip	lb	Ik
Bus7	13,800	23,575	55,374	23,575	0,003	0,008	0,003	0,003	19,341	45,429	19,341	19,341	19,846	46,616	19,846	19,846

Informe Resumen de Secuencia de Operaciones					
Simétrico Falta Trifásica en Bus7.					
Tiempo (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condición
5,9	RELS/A	23,575	2,5	5,9	Phase - OC1 - 50
89,2	52 U1		83,3		Tripped by RELS/A Phase - OC1 - 50
343	87T	14,160	343		Phase - OC1 - 51
393	CB2		50		Tripped by 87T Phase - OC1 - 51
427	52 U1		83,3		Tripped by 87T Phase - OC1 - 51
467	Rele 51V	9,416	467		Phase - OC1 - 51
517	CB2		50		Tripped by Rele 51V Phase - OC1 - 51
8328	Rele 230	9,416	8328		Phase - OC1 - 51
8378	CB2		50		Tripped by Rele 230 Phase - OC1 - 51

Fuente: ETAP 12.6.0, 2015.

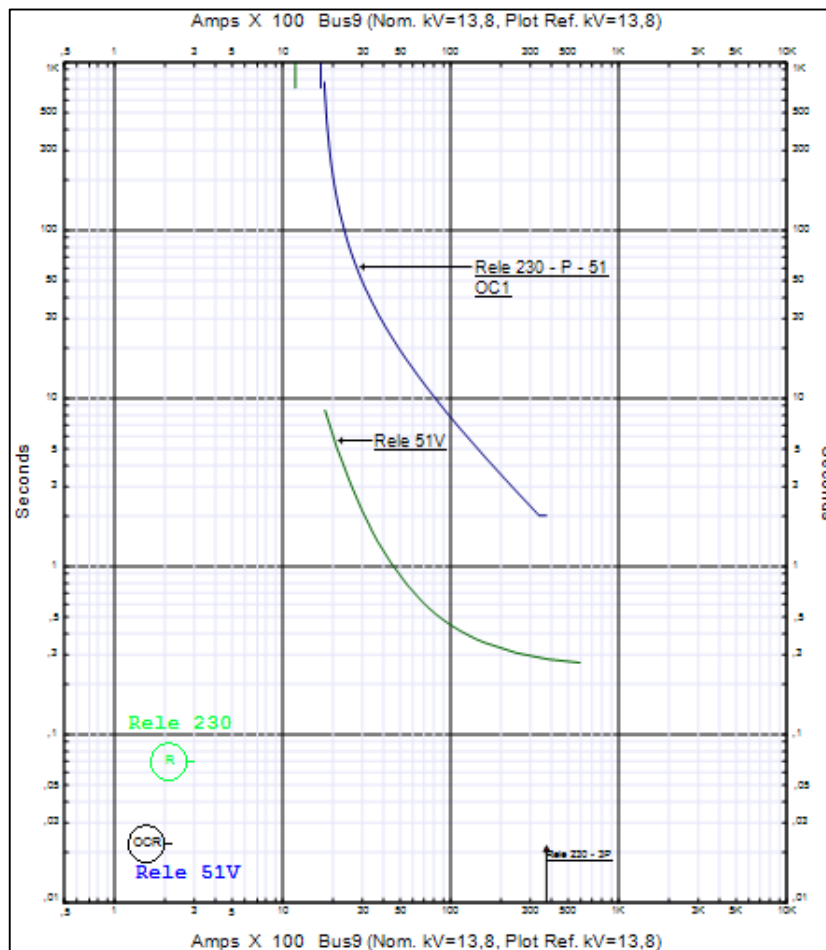
TABLA 3.7. “AJUSTE DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE DEL GENERADOR”.

PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE GENERADOR						
PROTECCIÓN	DESIGNACIÓN	MARCA	MODELO	RTC	TAP	DIAL
FASE A	51VA	VAMP Ltd	VAMP 230	2000/5	0,85	2,8
FASE B	51VB	VAMP Ltd	VAMP 230	2000/5	0,85	2,8
FASE C	51VC	VAMP Ltd	VAMP 230	2000/5	0,85	2,8

Elaborado por: Paucar Jairo, Paucar Edison.

En la Tabla 3.7., muestra los ajustes del relé de sobrecorriente (51) modelo VAMP 230, en la protección de la unidad generadora. La relación de transformación es 2000/5 A, TAP 0,85, DIAL 10, INST 10.

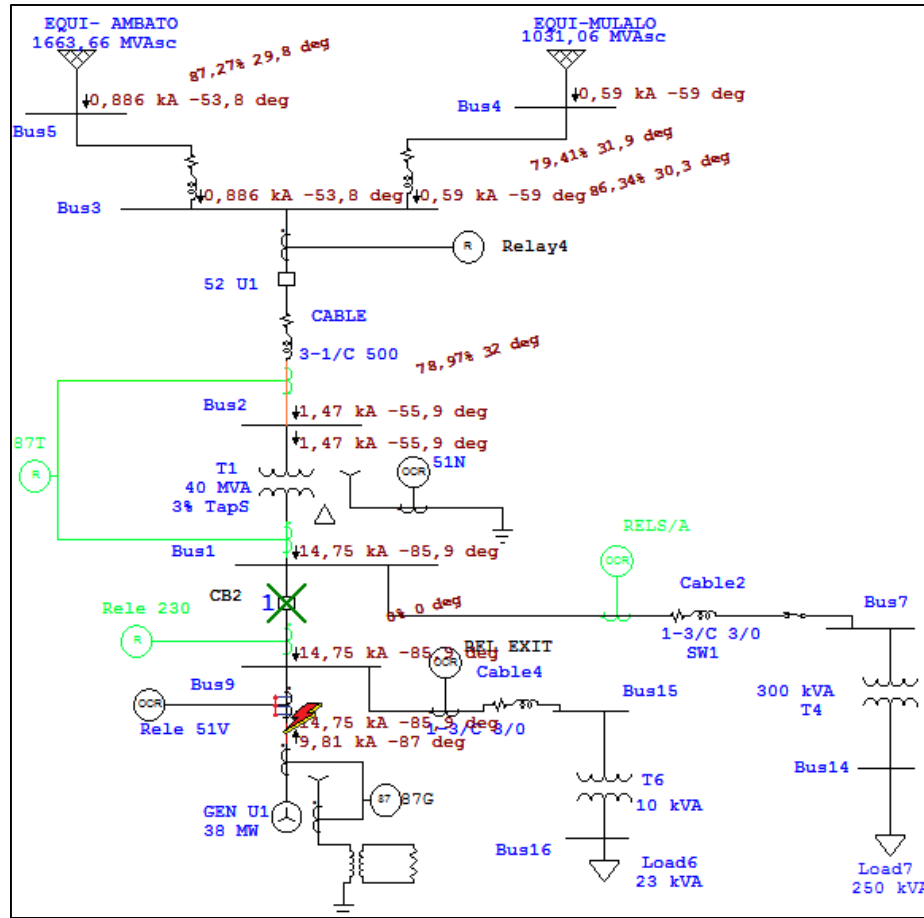
FIGURA 3.6. “CURVA DEL RELE SOBRECORRIENTE DE GENERADOR”



Fuente: ETAP 12.6.0, 2015.

Elaborado por: Paucar Jairo, Paucar Edison.

FIGURA 3.7. “SISTEMA ELECTRICO CON FALLA EN EL GENERADOR”



Fuente: ETAP 12.6.0, 2015.

Elaborado por: Paucar Jairo, Paucar Edison

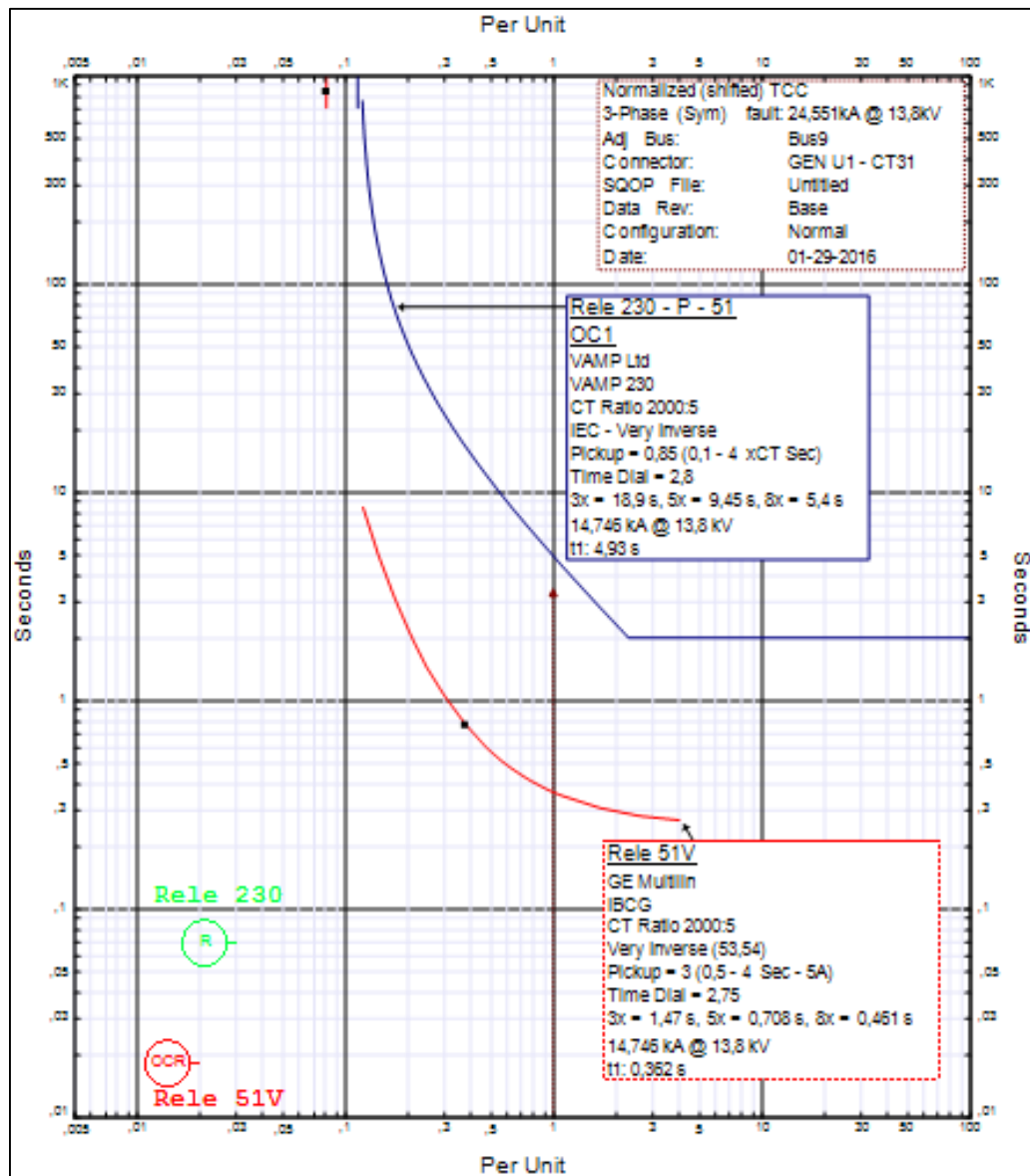
TABLA 3.8. “RESUMEN DE CORTOCIRCUITO Y SECUENCIA DE OPERACIÓN DEL RELE (51) CON FALLA EN EL GENERADOR”

Informe Resumen de Cortocircuito																
Corriente de Falta Trifásica, LG, LL, LLG																
Barra		Falta Trifásica			Falta Línea-a-Tierra				Falta Línea-a-Línea				*Línea-a-Línea-a-Tierra			
ID	kV	I ^{"k}	ip	Ik	I ^{"k}	ip	lb	Ik	I ^{"k}	ip	lb	Ik	I ^{"k}	ip	lb	Ik
Bus9	13,800	24,551	63,512	24,551	0,003	0,009	0,003	0,003	20,282	52,469	20,282	20,282	20,639	53,393	20,639	20,639
Informe Resumen de Secuencia de Operaciones																
Simétrico Falta Trifásica entre CT39yCT31. Adyacente a Bus9.																
Tiempo	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condicion											
362	Rele	14,746	362		Phase - OC1 - 51											
376	CB2		50		Tripped by 87T Phase - OC1 - 51											
409	52 U1		83,3		Tripped by 87T Phase - OC1 - 51											
412	CB2		50		Tripped by Rele 51V Phase - OC1 - 51											
4926	Rele 230	14,746	4926		Phase - OC1 - 51											

Fuente: ETAP 12.6.0, 2015.

Se simuló una falla en las barras de la salida del generador para observar la secuencia de operación del relé que actuara lo más pronto posible para despejar la contingencia ocurrida, el relé de sobrecorriente (51V) al censar una corriente de falla 14,746 kA envía la señal de apertura Interruptor en SF6 un tiempo de 362(ms) como se aprecia en la Figura 3.7.

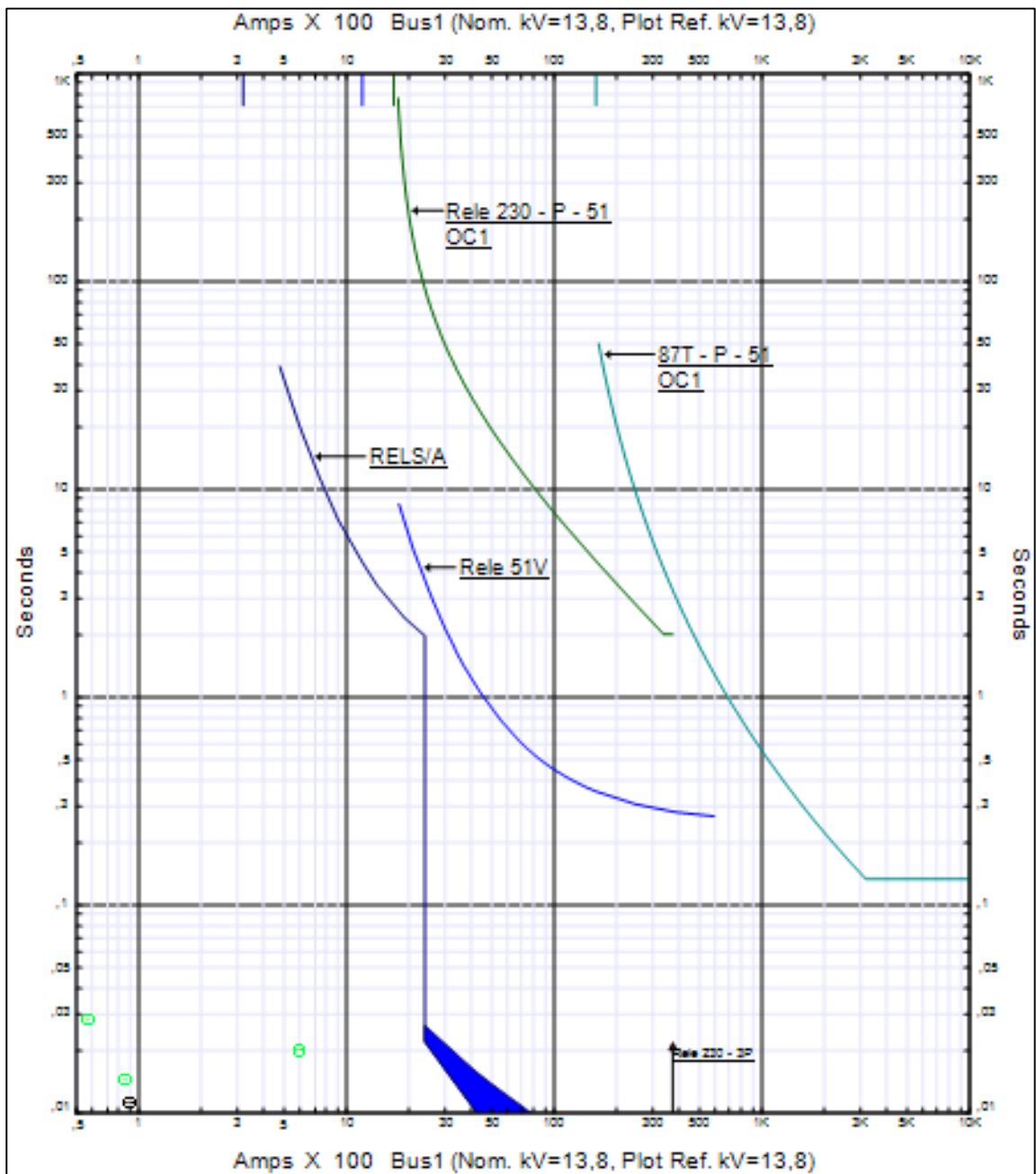
FIGURA 3.8. “CURVA DEL RELE SOBRECORRIENTE DE GENERADOR (51) EN FALLA”



Fuente: ETAP 12.6.0, 2015.

Elaborado por: Paucar Jairo, Paucar Edison.

FIGURA 3.9. “CURVA DE RELES PARA LA PROTECCION DE LA UNIDAD GENERADORA”

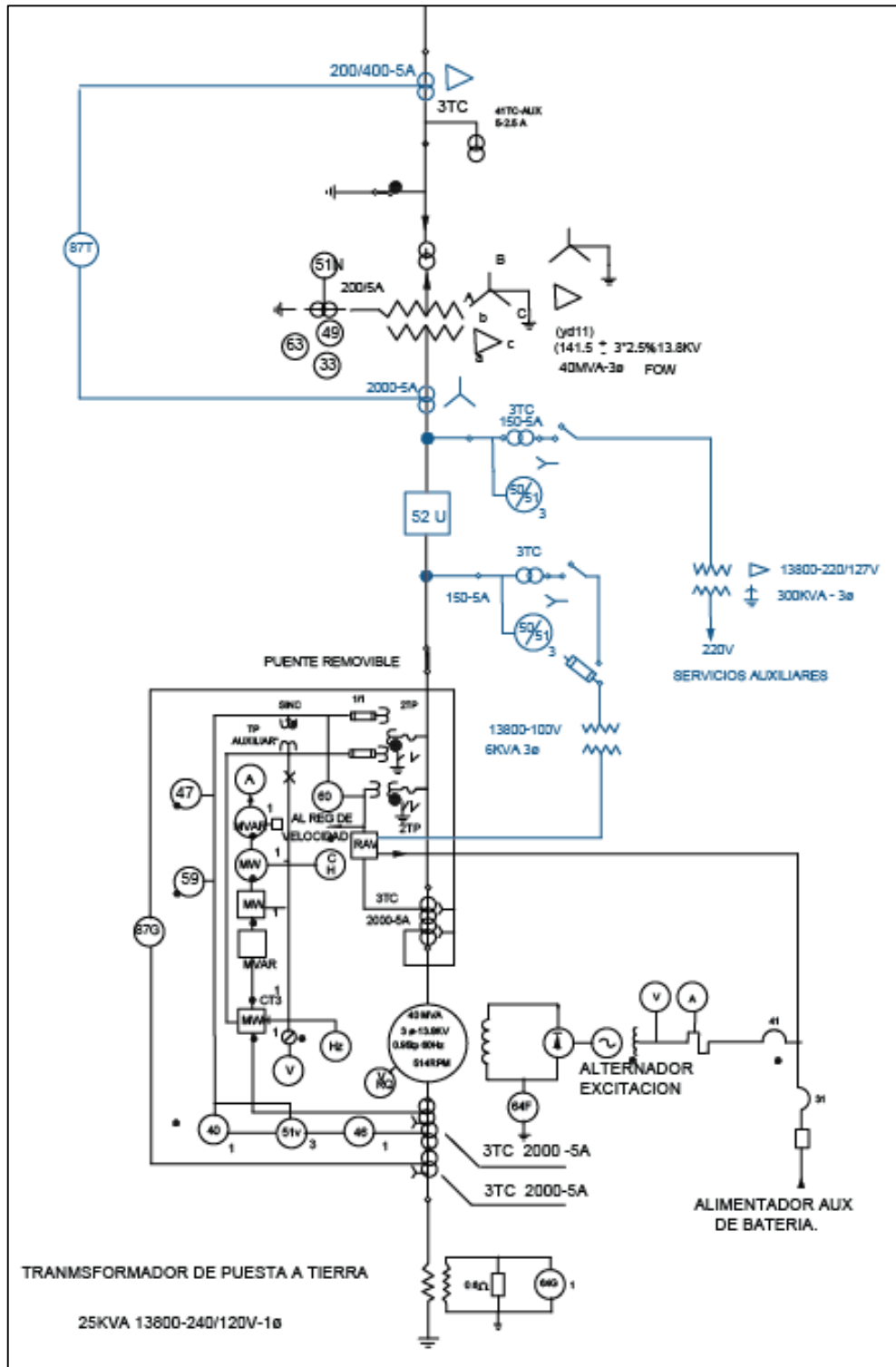


Fuente: ETAP 12.6.0, 2015.

Elaborado por: Paucar Jairo, Paucar Edison.

En la Figura 3.9., indica las curvas de los relés con cada uno de los (setting) que operan en la unidad generadora, que son el relé sobrecorriente (51V), el propuesto VAMP 230 y el diferencial (87T).

FIGURA 3.10. “MODIFICACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO CON EL NUEVO DISYUNTOR A 13.8KV”.



Fuente: Central Hidroeléctrica Pucará.
Elaborado por: Paucar Jairo, Paucar Edison.

De la conexión del transformador de potencia (dy1) la conexión de los TC (Transformadores de Corriente) se debe realizar de la siguiente manera: Del lado de estrella debe ser conectado el TC en delta y aquel que está conectado en delta el TC se lo debe conectar en estrella esto se lo realiza para compensar el desfase a lo largo del transformador y bloquear las corrientes de secuencia cero en el caso de fallas a tierra externas.

El generador cuenta con su respectivo relé diferencial (87G) pero con la implementación del disyuntor necesitamos de un relé diferencial para el transformador, este equipo va trabajar en forma continua y por tanto las protecciones deben estar siempre disponibles en una falla que se produzca.

3.8. Protecciones del generador, transformador y elementos que actúan durante una falla con la implementación del disyuntor de potencia.

Las protecciones del generador tendrán una eventualidad de funcionamiento mejorada en las fallas, donde los relés se encargaran de enviar la señal de apertura al interruptor en SF6, quedando aislado exclusivamente el lugar donde se presentó la anomalía evitando una señal de apertura a otro disyuntor. Cabe recalcar que todos los relés que protegen al generador serán asociados a las características del disyuntor en SF6, dato que podrá ser mejor visualizado en la Tabla 3.9.

Cuando la unidad generadora está entregando energía al sistema al producirse una falla, los relés que supervisan el funcionamiento del generador deberán enviar la señal de apertura al interruptor de potencia de la siguiente forma.

3.8.1. Protecciones contra fallas que se disparan con la futura implementación del disyuntor SF6.

TABLA 3.9. “PROTECCIÓN Y EQUIPOS QUE SE DISPARA CON LA IMPLEMENTACIÓN DEL DISYUNTOR POTENCIA”.

PROTECCIÓN	CONTACTOR	RELEVADOR AUXILIAR	DISPARA A									ALARMAS		OBSERVACIONES		
			86G	86T	5B	S2UI	S2	41	65 SI	20V	LOCAL	REMOTA				
TEMPERATURA ALTA AIRE SALIDA GENERADOR	REG. TEM	49 GX											E7		4	2 DETECTORES
TEMPERATURA ALTA AIRE DEVANADO GENERADOR	REG. TEM	49 GX											E7		4	6 DETECTORES
TEMPERATURA ALTA AIRE LAMINACIÓN GENERADOR	REG. TEM	49 GX											E7		4	3 DETECTORES
TEMPERATURA DE INCENDIO DEL GENERADOR	38 IG	86 G	X				O	O	O	O			E2	(1)		DESCARGA CO2 EN GENERADOR
DISPARO MANUAL EQUIPO CONTRA INCENDIO GENERADOR	RS	86 G	X				O	O	O	O			E2	(1)		DESCARGA CO2 EN GENERADOR
PROTECCIÓN DIFERENCIAL GENERADOR	87 G	86 G	X				O	O	O	O			E1		1	BANDERA RELEVADOR
PROTECCIÓN CONTRA FALLAS A TIERRA ESTATOR GENERADOR	64 G	86 T		X			O	O	O	O			E31		1	BANDERA RELEVADOR
SOBRECORRIENTE SECUENCIA NEGATIVA GEN. PASO 1	46												E8			
SOBRECORRIENTE SECUENCIA NEGATIVA GEN. PASO 2	46						X						E3			BANDERA RELEVADOR
SOBRECORRIENTE CON CONTROL POR BAJO VOLTAJE, GEN	51 V						X						E3			BANDERA RELEVADOR
SOBRECORRIENTE DE TIERRA EN 138 KV (NEUTRO TRANSF)	51 N					X	X						E3			BANDERA RELEVADOR
PÉRDIDA CAMPO GENERADOR	40	40 GX			X		O	O	O	O			E4		2	
FALLA A TIERRA EN CAMPO GENERADOR	64 F												E23			PRUEBA MANUAL (NO CONECTADO PERMANENTEMENTE)
EXCITACIÓN NO AUTOMÁTICA	41 M	43 AX											E22			
DESBALANCEO DIODOS ROTATORIOS EXCITACIÓN	50 X	86 G	X				O	O	O	O			E20		1	
SOBRECORRIENTE EN CAMPO EXCITATRIZ	76 A	76 AX					O	X					E21			
FUSIBLE TRANSFORMADOR EXCITACIÓN	FUTP	FUTPX					O	X					E19			
FUSIBLE TRANSF POTENCIAL EXCITACIÓN		60 FUTPX					O	X					E19			
FUSIBLE TRANSF POTENCIAL CTOS. PROTECCIÓN	60												E19			
FALLA EN PUENTE TIRISTORES EXCITACIÓN AUTOMÁTICA	PTA	78 A											E13			PASA A EXCITACIÓN NO AUTOMÁTICA
FALLA EN PUENTE TIRISTORES EXCITACIÓN MANUAL	PTM	78 M					O	X					E14			
FUSIBLE EN CIRCUITO POTENCIAL EXCITACIÓN AUTOMÁTICA	FURA	78 A											E15			PASA A EXCITACIÓN NO AUTOMÁTICA
FUSIBLE EN CIRCUITO POTENCIAL EXCITACIÓN MANUAL	FURM	78 M					O	X					E16			
FUSIBLE EN CONTROL EXCITACIÓN AUTOMÁTICA	CMA												E17			
SOBREVOLTAJE GENERADOR	59	59 GX					X	X					E5			
SOBRECORRIENTE TRANSF SERVICIOS AUXILIARES	50 / 51	86 T		X			O	O	O	O			E31		1	BANDERA RELEVADOR
NIVEL ACEITE BAJO TRANSFORMADOR	OLG												E28			
BAJA PRESIÓN EN CILINDRO NITROGENO TRANSFORMADOR	63 NO												E29			
BAJA PRESIÓN NITROGENO EN TRANSFORMADOR	63 NL												E30			
ALTA PRESIÓN NITROGENO EN TRANSFORMADOR	63 NH												E30			
FALLA FLUJO ACEITE EN TRANSFORMADOR	63 FQ												E27			
TEMPERATURA ALTA ACEITE TRANSFORMADOR PASO 1	38 TA	49 TX											E26		5	
TEMPERATURA ALTA ACEITE TRANSFORMADOR PASO 2	38 TB					X	X						E3			
TEMPERATURA ALTA BOBINADO TRANSFORMADOR PASO 1	49 TA	52 AX														ARRANCA BOMBAS ACEITE TRANSFORMADOR
TEMPERATURA ALTA BOBINADO TRANSFORMADOR PASO 2	49 TB	49 TX											E26		5	
TEMPERATURA ALTA BOBINADO TRANSFORMADOR PASO 3	49 TC					X	X						E3			
TEMPERATURA INCENDIO ARRIBA DE TRANSFORMADOR	38 IT	86 T		X			O	X	O	O	O		E32		1	ACCIONADO NEUMÁTICO, DISPARA EQUIPO CONTRA INCENDIO
DISPARO MANUAL EQUIPO CONTRA INCENDIO TRANSFORMADOR	VALV	86 T		X			O	X	O	O	O		E32		1	ACCIONADO NEUMÁTICO, DISPARA EQUIPO CONTRA INCENDIO
BAJA PRESIÓN EN EQUIPO CONTRA INCENDIO TRANSF.	PS 3												E33			
RELEVADOR BUCHHOLZ TRANSFORMADOR PASO 1	GDR/A	63 TX											E25		6	
RELEVADOR BUCHHOLZ TRANSFORMADOR PASO 2	GDR/T	86 T		X			O	X	O	O	O		E31		1	
PROTECCIÓN DIFERENCIAL TRANSFORMADOR	87 T	86 T		X			O	O	O	O	O		E31		1	BANDERA RELEVADOR
BAJA PRESIÓN ACEITE EN CABLE 138 KV	63 C-L												E34			
ALTA PRESIÓN ACEITE EN CABLE 138 KV	63 C-H												E34			
FALTA VOLTAJE CONTROL INTERRUPTOR 138 KV	27 C												E10		7	
FALTA VOLTAJE DISPARO INTERRUPTOR 138 KV	27 T												E11		7	
FALTA VOLTAJE CONTROL SECCIONADOR 138 KV	27 - 89												E12		7	
FALTA VOLTAJE CONTROL SISTEMA EXCITACIÓN	27 F					X							E6		7	DEMORA 2 SEGUNDOS

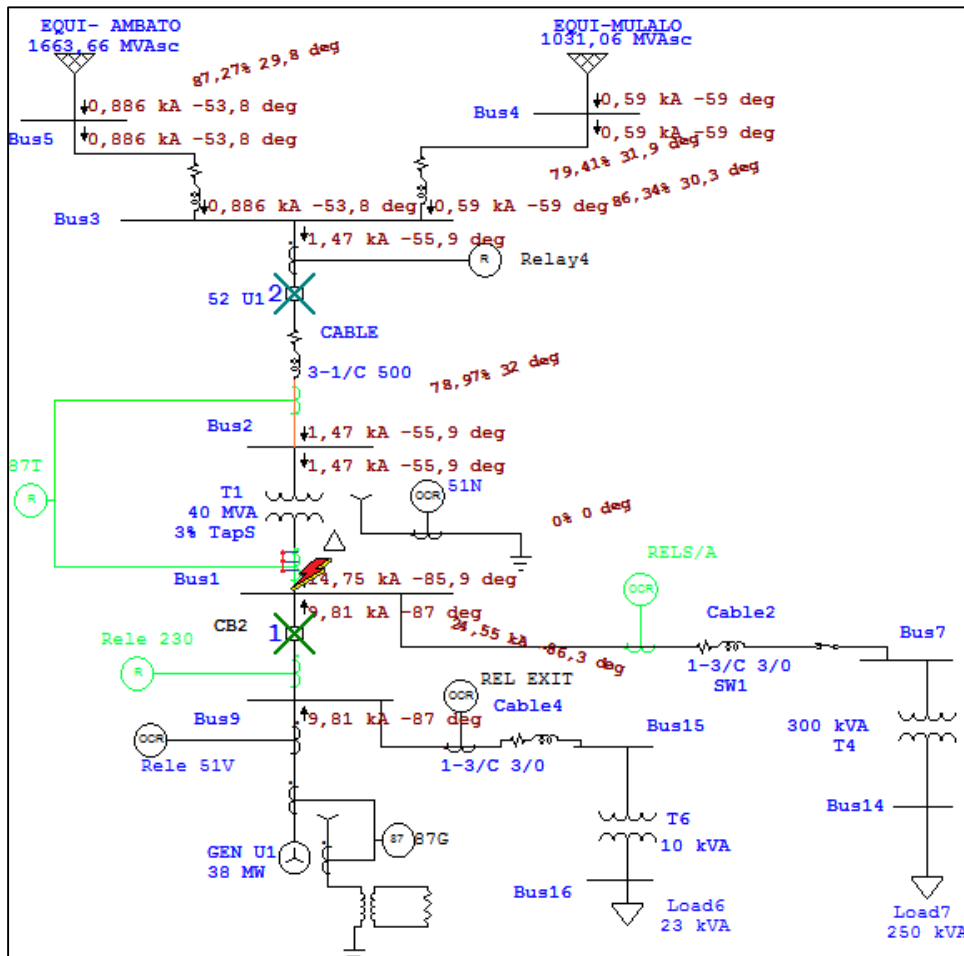
Fuente: Central Hidroeléctrica Pucará.

X= Cierre
O= Apertura

3.9. Operación del disyuntor con una falla en el transformador al estar generando.

La protección del transformador de potencia cuando esté trabajando como elevador; si presenta una falla en el devanado primario el disyuntor SF6 abrirá sus contactos, a una corriente de cortocircuito de 24.551kA, y una secuencia de operación de corriente de falla de 9.806kA a un tiempo de 7.96 ms; por medio del disparo transferido abrirá el disyuntor 52U1 de la subestación, una falla en el devanado secundario el disyuntor de la subestación abrirá sus contactos a una corriente de cortocircuito de 7.508kA y una secuencia de operación de corriente de falla de 6.874kA a un tiempo de 10ms.

FIGURA 3.11. “OPERACIÓN DEL DISYUNTOR CON FALLA DEL TRANSFORMADOR AL ESTAR GENERANDO”.



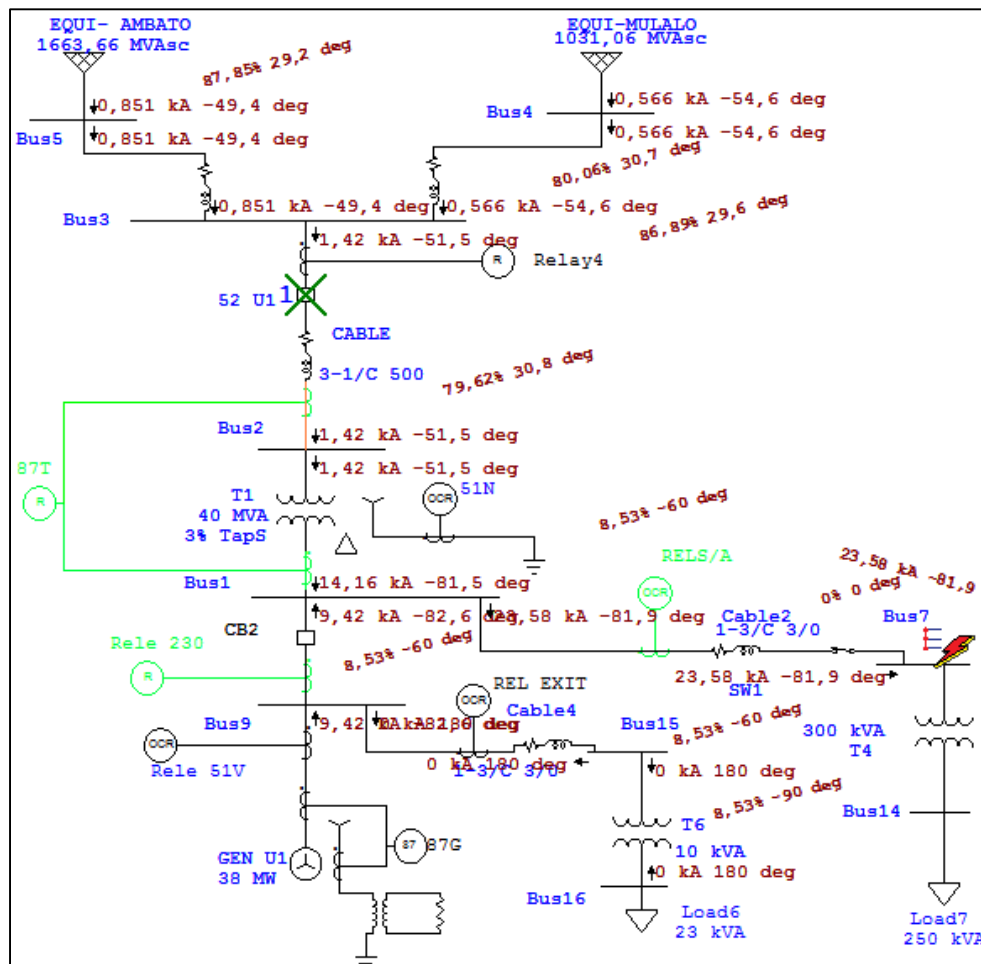
Fuente: ETAP 12.6.0, 2015.

Elaborado por: Paucar Jairo, Paucar Edison.

3.9.1. Modo de operación del disyuntor con falla en el transformador de servicios auxiliares al recibir energía del sistema.

El relé sobrecorriente (51) de servicios auxiliares enviará la señal de apertura a una falla 23.57 kA a un tiempo menor a 2,5(ms) al interruptor 52U1 al estar recibiendo energía del sistema, hay que considerar que al presentarse una falla y se encuentre generando se debe abrir el disyuntor de potencia y el disyuntor de la subestación como se aprecia en la Figura 3.7 para poder solucionar la anomalía presentada.

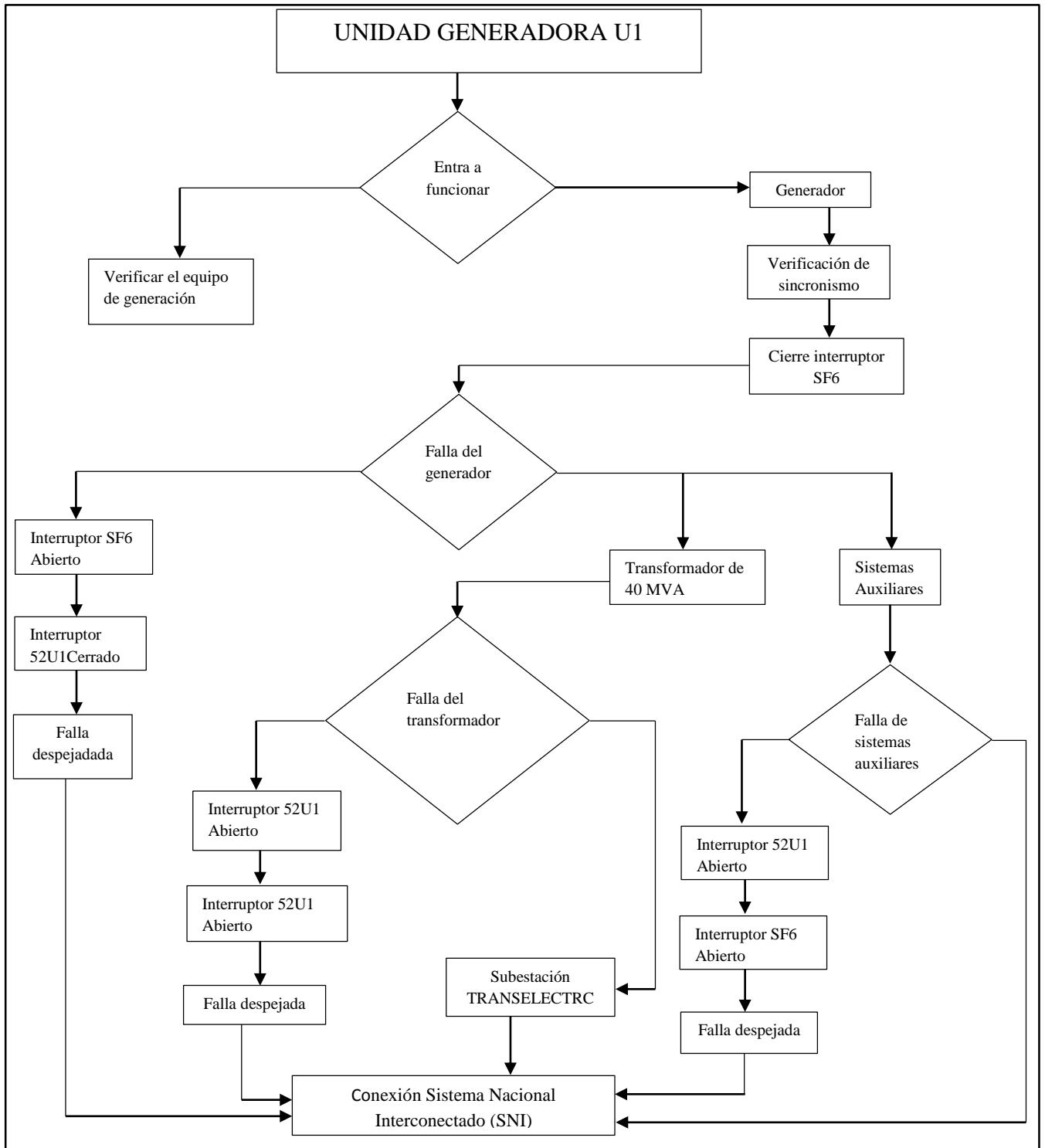
FIGURA 3.12. “OPERACIÓN DEL DISYUNTOR CON FALLA EN EL TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES”.



Fuente: ETAP 12.6.0, 2015.

Elaborado por: Paucar Jairo, Paucar Edison.

CUADRO 3.1. “DIAGRAMA DE FLUJOS OPERACIÓN DEL DISYUNTOR DE POTENCIA”



Elaborado por: Paucar Jairo, Paucar Edison.

3.10. Análisis económico del proyecto.

El análisis se lo realizara para determinar costos de inversión sobre el proyecto, y los costos de operación de operación anuales de la central.

3.10.1. Inversión.

La inversión es aquella actividad, que utiliza recursos, como conocimiento, bienes, materiales y dinero para la adquisición de productos, maquinaria, equipos. En el proyecto la inversión destinada para la adquisición de **activos fijos, activos diferidos y capital de trabajo**, mismos que se detallan en la Tabla 3.10.

TABLA 3.10. “INVERSIÓN EQUIPO ELÉCTRICO”.

INVERSIÓN EQUIPO ELÉCTRICO				
Item	Concepto	Cant	V. Unitario	V. Tot
1	Relé	2	12.000	24.000
2	Interruptor	1	40.000	40.000
3	Tablero control protección	1	7.000	7.000
4	Transformadores de corriente	4	2.000	8000
TOTAL				79.000
INVERSIÓN CONSTRUCCIÓN,OBRA CIVIL				
Item	Concepto	Cant	V. Unitario	V. Tot
1	Base interruptor en SF6	1	800	800
2	Caja de paso	2	400	800
3	Caja de control	1	550	550
TOTAL				2.150
INVERSIÓN ACCESORIOS SISTEMAS DE CONTROL Y MANO DE OBRA				
Item	Concepto	Cant	V. Unitario	V. Tot
1	Conductor y accesorios para conexión 13800 V	1	6.000	6.000
2	Sistema de control alimentación en bajo voltaje comunicación	1	4.000	5.000
3	Mano de obra	1	3.000	4.000
4	Pruebas	1	4.000	4.000
TOTAL				19.000
INVERSIÓN FIJA				
Item	Concepto	Cant	V. Unitario	V. Tot
1	Equipo electrico			79,000
2	Construccion, obra civil			2,150
3	Accesorios sistemas de control y mano de obra			19,000
TOTAL				100,150

Elaborado por: Paucar Jairo, Paucar Edison.

El total de inversión fija conveniente para el proyecto es de \$ 100.150 donde un 79.5% es la inversión del equipo eléctrico, el 18.4% corresponde al sistemas de control y mano de obra y 2.1% corresponde a construcción, obra civil completando así el 100% del proyecto desarrollado.

3.10.2. Depreciación.

La depreciación se refiere a una disminución de un material la que puede derivarse por razones como el desgaste por el uso, el paso del tiempo y la vejez, para el proyecto utilizaremos el método de porcentajes anuales en la Tabla 3.11.

TABLA 3.11. “DEPRECIACIÓN ANUAL DE INVERSIÓN FIJA”.

DEPRECIACIÓN ANUAL DE INVERSIÓN FIJA				
Activos Fijos	Valor (%)	Valor Util (Años)	Porcentaje Anual	Depreciacion Anual(\$)
Equipo electrico	79.000	25	10%	7900
Construccion obra civil	2.150	20	5%	108
Accesorios sistemas de control y mano de obra	19.000	15	10%	1900
TOTAL				9908

Elaborado por: Paucar Jairo, Paucar Edison

3.10.3. Activo diferido.

Los activos diferidos están conformados por aquellos gastos pagados por anticipo de tiempo, está integrado por valores cuya recuperabilidad está condicionada generalmente por el transcurso del tiempo a recibir un servicio, en la Tabla 3.12., se describe.

TABLA 3.12. “ACTIVO DIFERIDO”.

AMORTIZACIÓN ACTIVO DIFERIDO			
Amortización	(%) Amortización Anual	Amortización Anual	TOTAL
Asistencia Técnica	20%	1500	300
Diseño de Planos Electricos	20%	600	120
Estudio de factibilidad	20%	1000	200
TOTAL		3100	

Elaborado por: Paucar Jairo, Paucar Edison.

3.10.4. Capital de trabajo.

El capital de trabajo son recursos que se debe contar para que el proyecto se pueda ejecutar, es decir hay que financiar la primera etapa antes de percibir ingresos, para el presente estudio detallaremos la mano de obra en la Tabla 3.13.

TABLA 3.13. “CAPITAL DE TRABAJO”.

CAPITAL DE TRABAJO			
Detalle de la mano de Obra			
Concepto	Cantidad	Mensual	Anual
Montaje de réle	2	800	1600
Montaje de interruptor	1	3000	2000
Tendido de conductor	1	1000	1000
Montaje de transformadores de corriente	4	200	800
Montaje de tablero de control	1	150	150
TOTAL			5550

Elaborado por: Paucar Jairo, Paucar Edison.

3.10.5. Inversión total.

La inversión total del presente proyecto está conformada por la inversión de activos fijos, diferidos y capital de trabajo con los siguientes valores obtenidos y especificados en la Tabla 3.14.

TABLA 3.14. “INVERSIÓN TOTAL”.

INVERSIÓN TOTAL	
Inversión total	Valor
Inversión fija	100.150
Activo diferido	3.100
Capital trabajo	5550
TOTAL	108.800

Elaborado por: Paucar Jairo, Paucar Edison.

La inversión total que debe contar es de \$ 108.800, está comprendida en un 92.05% en inversión fija, capital de trabajo cuenta con un 5.10% y con tan solo el 2.85% en activos diferidos.

3.11. Análisis costo beneficio.

3.11.1. Introducción

El análisis de viabilidad económica y técnico de los proyectos se lleva a cabo cuando técnicamente se ha comprobado que estos pueden realizarse. Es necesario que la fase de preparación técnica esté concluida. La evaluación de los proyectos generalmente facilita herramientas de juicio sobre el dimensionamiento del interruptor.

En todo estudio se debe realizar un análisis técnico económico, debido a que el aspecto financiero se involucra directamente cuando se trata de modernización. En la determinación de la rentabilidad de un proyecto se pueden utilizar varios métodos, en el presente proyecto se adoptó el:

- Método de la relación costo beneficio.

TABLA 3.15. “INVERSION TOTAL DEL PROYECTO”.

COSTO TOTAL	
Inversión Total	Valor
Inversión Fija	100.150
Activo Diferido	3.100
Capital Trabajo	5.550
TOTAL INVERSIÓN	108.800

Elaborado por: Paucar Jairo, Paucar Edison.

3.11.2. Objetivo de la Central Hidroeléctrica “Pucará”.

El objetivo fundamental de la “Central Hidroeléctrica Pucará” es satisfacer las necesidades de los clientes y llegar con el servicio en una calidad aceptable, con un margen mínimo de cortes de energía eléctrica.

3.11.3. Beneficios

Por medio de la elaboración de este estudio la Central Hidroeléctrica Pucará obtendrá los siguientes beneficios:

- La modernización de la Central Hidroeléctrica Pucará con el interruptor SF6 entre la Unidad Generadora U1 y el Transformador de Potencia en el lado primario a 13.8 kV nos permitirá una operación segura y confiable salvaguardando a los equipos.
- En el sistema de la Unidad Generadora U1 se utilizara un relé de protección sobrecorriente en el área de sistemas auxiliares los mismos que dan mayor seguridad, tienen un sistema de autosupervisión y permiten tener un ahorro de tiempo en la localización de las fallas.
- En una falla presentada el disyuntor de potencia conjuntamente con los relés supervisaran en qué etapa se presentó y dejara aislado únicamente el lugar donde se produjo la falla.
- Con la implementación del disyuntor en SF6 se protegerá al generador de una motorización al producirse una anomalía en el disyuntor de la subestación.

3.12. Conclusiones y Recomendaciones.

3.12.1. Conclusiones

- Se determina la capacidad de interrupción simétrica y asimétrica mediante la simulación de cortocircuito del SEP en la Central Hidroeléctrica “Pucará” a través del software ETAP 12.6.0. El cortocircuito trifásico arroja un valor en la barra 1 de 24,742 kA, la corriente simétrica de 22,706 kA, la corriente asimétrica de 25,63 kA y debe estar en la capacidad de conducir continuamente una corriente nominal de 1673 A.
- La utilización del disyuntor en SF6 presenta excelentes propiedades eléctricas con respecto a los demás disyuntores; lo que garantiza una alta rigidez, confiabilidad y robustez en la extinción del arco eléctrico.
- Al producirse una falla en el devanado primario o secundario del transformador de potencia se accionara los contactos del disyuntor en SF6 a un tiempo de 3 ciclos y a su vez se accionara el disyuntor 52U1, quedando aislado del sistema interconectado; para aplicar los planes correctivos posibles para su inmediata incorporación a la red.
- La protección de los servicios auxiliares en el caso de una falla trifásica o de una falla línea a tierra, el disyuntor de la subestación 52U1 y el disyuntor en SF6 se desconectarán simultáneamente; permitiendo un despeje seguro.

- En el software 12.6.0 se realizó una simulación en condición de falla trifásica, a la salida del generador U1, automáticamente el disyuntor SF6, de 2000 A, muestra una operación de apertura, al notar una corriente de falla cortocircuito de 24.529kA; en la secuencia de operación el interruptor abre sus contactos a una corriente de falla de 14.746 kA en un tiempo de 23.5 ms.
- En el caso de una eventualidad de falla trifásica, línea-línea, línea-tierra y doble línea-tierra, las corrientes trifásicas serán las más elevadas con valores de 24,742kA; dando como resultado una capacidad de cierre de 57.673kA.
- Se simuló una falla en la barra 1 del devanado primario del transformador de potencia cuando está trabajando como elevador, el disyuntor en SF6 por medio de las protecciones que supervisan el correcto funcionamiento enviarán la señal de apertura de los contactos al presenciar una corriente de cortocircuito de 24.551kA, por medio del disparo transferido se abrirán los contactos del disyuntor de la subestación 52U1.
- La implementación del disyuntor en SF6 cuenta con las características necesarias para fortalecer las operaciones y maniobras del sistema eléctrico de potencia de la Central “Pucará”, su implementación mejorará las maniobras de operación, despejando las contingencias eléctricas logrando mayor seguridad y reduciendo las fatalidades hombre-máquina.
- La utilización de un relé digital de la Marca VAMP230 que se incorpore con el interruptor de potencia, el sistema de protección será más confiable y seguro en caso que uno de los relés que trabajan en la actualidad no opere tendrá su respaldo para que actúe lo más pronto posible.

3.12.2. Recomendaciones

- Es recomendable tomar como referente la ubicación geográfica de la Central Hidroeléctrica “Pucará” al momento de la selección del nivel básico de aislamiento porque la central no se allá 1000 m.s.n.m si no que está a 3090 metros sobre el nivel del mar y el valor de aislamiento difiere proporcionalmente a la altitud.
- Se recomienda que el disyuntor de potencia operado a un nivel de voltaje de 13.8kV debe estar en la capacidad de conducir continuamente 15kV según el voltaje máximo de diseño especificado por la norma IEC 62271-100: 2006 debido a perturbaciones presentadas en el sistema eléctrico de potencia.
- La conexión del relé diferencial del generador y transformador (87GT) que trabaja actualmente se deshabilitara la conexión de los TC para que sean utilizados en el devanado primario en la adquisición de las señales para la protección del transformador de potencia.
- Se recomienda que los relés que supervisan el funcionamiento del generador se asocien al disyuntor en SF6, al presentarse alguna eventualidad o anomalía que desenergize todo el sistema de generación y transformación.
- Actualmente las protecciones que cuenta la unidad generadora U1 y U2 son del tipo electromecánicos, y dado que en la actualidad se cuenta con una variedad de tecnologías para la protección de equipos se recomienda automatizar los equipos de estado sólido, o de circuito electrónico porque presentan mayor precisión y facilidad de operación.

- Debido a la Implementación del interruptor de potencia, la protección diferencial (87GT) deberá cambiar de configuración con la que está operando actualmente, porque el transformador actuara como elevador cuando este entregando energía al sistema y como reductor cuando necesite alimentar a los servicios auxiliares.
- En la actualidad se cuenta con tecnologías de protección que se puede remplazar varias señales en un solo equipo se recomienda la utilización de un relé digital VAMP 230, porque cuenta con una variedad de funciones que al implementarlo garantiza una operación segura.
- Se recomienda que el análisis de corrientes de cortocircuito para el dimensionamiento de un interruptor de potencia en la unidad generadora U1 sea implementada y tomada en cuenta también en la Unidad generadora U2, porque tienen similares características de operación.
- La calibración del relé de sobrecorriente (50/51) de servicios auxiliares se configuro con los siguientes datos; TAP 0,8 DIAL 10, INSTANTANEA 10, el relé diferencial (87GT) con TAP H 5 TAP L 8,7 SLOPE 25% se modifica la conexión de los TC's pasando la tierra del generador al primario del transformador de potencia para proteger por separado a cada uno de los equipos.

3.13. Bibliografía

3.13.1. Bibliografía Citada.

- ALVIRA MARTÍN Francisco. *La encuesta una perspectiva general metodológica*; Volumen 35 de Cuadernos Metodológicos (edit.lit.) CIS, 2011. p.5-7.
- ENRÍQUEZ HARPER, Gilberto. *Fundamentos de instalaciones eléctricas de mediana y alta tensión.* ; Editor Limusa, 2006. p.62-70.
- ENRÍQUEZ HARPER, Gilberto. *Fundamentos de protección de sistemas eléctricos por relevadores.* ; Editor Limusa, 2002. p.104-125.
- GRAINGER J. Jonh. & STEVENSON D. William (Jr). *Análisis de sistemas de potencia.* (trad.) Carlos Lozano Sousa. (edit.lit.) McGraw-Hill, 1999. p.358-360.
- MUJAL ROSAS Ramón M, Tecnología eléctrica. (edit.lit.); Univ. Politèc. de Catalunya, 2009. p.232-235.
- RODRÍGUEZ MOGUEL Ernesto A. *Metodología de la Investigación*; Colección (edit.lit.) Univ. J. Autónoma de Tabasco, 2005. p.98-99.
- STEVENSON D. William. *Análisis de sistemas de potencia.* 2ª Edición. Universidad Tecnológica Nacional, 1986. p.263-264.
- RAS OLIVA Enrique. *Transformadores de potencia, de medida y de protección.* 7ª ed. Barcelona, 1994. p.05.

3.13.2. Bibliografía Consultada.

- ALVIRA MARTÍN Francisco. *La encuesta una perspectiva general metodológica*; Volumen 35 de Cuadernos Metodológicos (edit.lit.) CIS, 2011. 120p. ISBN: 8474765560.
- ANSI. *Guide for High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis Designated*. N° ANSI C37.06.1-2000. Estados Unidos. [GE, Tabla referida de los estándares de Niveles de Aislamiento y corrección BIL]. Perú, 2013.
- ENRÍQUEZ HARPER, Gilberto. *Elementos de diseño de subestaciones eléctricas*. ; Editor Limusa, 2002. 626p ISBN: 9681862228.
- ENRÍQUEZ HARPER, Gilberto. *Fundamentos de instalaciones eléctricas de mediana y alta tensión*. (edit.lit.) Editorial Limusa, 2006. 509p ISBN: 9681859766.
- ENRÍQUEZ HARPER, Gilberto. *Fundamentos de protección de sistemas eléctricos por relevadores*; Textos politécnicos: Electrotecnia. (edit.lit.) Editorial Limusa, 1996. 705p ISBN: 9681848152.
- GRAINGER J. Jonh. & STEVENSON D. William (Jr). *Análisis de sistemas de potencia*. (trad.) Carlos Lozano Sousa. (edit.lit.) McGraw-Hill, 1999. 740p ISBN: 9701009088.
- IEC/ IEEE. *Norma para Interruptores de Generador*. N° IEC/IEEE 62271-37-013. Estados Unidos. [ABB, Aplicación de Interruptores de Generador para Incrementar la viabilidad y rentabilidad de las centrales Eléctricas]. Perú, 2015.

- IEC. *High-voltage switchgear and control gear – part 200*. N° IEC 62271-100: 2006. Geneva, Switzerland. [GE, Tabla referida de los estándares de Niveles de Aislamiento y corrección BIL]. Perú, 2013.
- IEC, ANSI. *High-voltage Alternating Current Circuit Breakers*. N° IEC 60060. Estados Unidos. [Norma DGE “Especificaciones Técnicas para el Suministro de Materiales y Equipos de Subestaciones para Electrificación Rural]. Lima, 2003.
- IEC, ANSI. *High-voltage Test Techniques*. N° IEC 60267. Estados Unidos. [Norma DGE “Especificaciones Técnicas para el Suministro de Materiales y Equipos de Subestaciones para Electrificación Rural]. Lima, 2003.
- IEC, ANSI. *Specification and Acceptance of New Sulphur Hexafluoride*. N° IEC 60609. Estados Unidos. [Norma DGE “Especificaciones Técnicas para el Suministro de Materiales y Equipos de Subestaciones para Electrificación Rural]. Lima, 2003.
- IEC, ANSI. N° IEC 62271-37-013-2015. Estados Unidos. [Norma DGE “Especificaciones Técnicas para el Suministro de Materiales y Equipos de Subestaciones para Electrificación Rural]. Lima, 2003.
- IEEE, ANSI Std. *Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power System*. N° IEEE 242. Estados Unidos. [Norma DGE “Especificaciones Técnicas para el Suministro de Materiales y Equipos de Subestaciones para Electrificación Rural]. Lima, 2003.
- MUJAL ROSAS, Ramón M. *Tecnología eléctrica*. (edit.lit.); Univ. Politèc. de Catalunya, 2009. Volumen 47 de Aula politècnica Aula politècnica: ETSEIT. Editor Upc Edicions Upc, 456 p ISBN: 8483017164.

- RODRÍGUEZ MOGUEL Ernesto A. *Metodología de la Investigación*; Colección Héctor Merino Rodríguez. (edit.lit.) Univ. J. Autónoma de Tabasco, 2005. 186p ISBN: 9685748667.

3.13.3. Páginas Web.

- GONZALEZ LONGATT, Francisco M., 2008. “Anormalidades en Sistemas de Potencia”. *Sistemas de Potencia I*. [En Línea].
http://fglongatt.org/OLD/Archivos/Archivos/SP_I/PPT-4.Anorm.pdf.
- GONZALEZ LONGATT, Francisco M., Febrero, 2006. “Estabilidad en Sistemas de Potencia”. [En Línea].
http://fglongatt.org/OLD/Archivos/Archivos/SP_II/Capitulo2-1.pdf.
- HERNANDEZ, Francisco. “Conceptos Sobre Estabilidad De Sistemas Eléctricos de Potencia”. [En línea].
http://www.academia.edu/7584548/CONCEPTOS_SOBRE_ESTABILIDAD_DE_SISTEMAS_ELECTRICOS_DE_POTENCIA.
- RUPO EDITORIAL OCÉANO, ed. (1987). «Volumen 5». “Gran Enciclopedia de la Ciencia y la Técnica”. [En Línea].
<http://es.wikipedia.org/wiki/Impedancia>.
- http://www.conelec.gob.ec/normativa_detalle.php?cd_norm=256

ANEXOS

ANEXO 1. “INFORME DE FLUJO DE CARGA”

Proyecto:	ETAP	Página:	7
Ubicación:	12.6.0H	Fecha:	12-08-2015
Contrato:		SN:	
Ingeniero:	Caso de Estudio: LF PUCARA	Revisión:	Base
Nombre de Archivo: INTERRUPTOR		Config.:	Normal

Informe de Flujo de Carga

Barra	Tensión			Generación		Carga		Flujo de Carga					XFMR	
	ID	kV	kV	Áng.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%FP	%Toma
* Bus1		13.800	13.800	0.0	1.098	10.308	0	0	Bus7	0.243	0.014	10.2	99.8	
									Bus2	0.855	10.294	432.2	8.3	
Bus2		138.000	138.473	-0.1	0	0	0	0	Bus3	0.845	10.028	42.0	8.4	
									Bus1	-0.845	-10.028	42.0	8.4	3.000
Bus3		138.000	138.454	-0.1	0	0	0	0	Bus2	-0.844	-10.026	42.0	8.4	
									Bus4	-0.148	4.042	16.9	-3.7	
									Bus5	0.993	5.984	25.3	16.4	
* Bus4		138.000	138.000	0.0	0.155	-8.224	0	0	Bus3	0.155	-8.224	34.4	-1.9	
* Bus5		138.000	138.000	0.0	-0.980	-9.858	0	0	Bus3	-0.980	-9.858	41.4	9.9	
Bus7		13.800	13.799	0.0	0	0	0	0	Bus1	-0.243	-0.014	10.2	99.8	
									Bus14	0.243	0.014	10.2	99.8	
Bus14		0.220	0.214	-3.3	0	0	0.237	0.000	Bus7	-0.237	0.000	639.4	100.0	

* Indica una barra con tensión regulada (con máquinas de tensión controlada o máquinas de referencia conectadas)

Indica una barra con tiene un error de convergencia de carga mayor a 0.1 MVA

Fuente: ETAP 12.6.0, 2015.

Elaborado por: Paucar Jairo, Paucar Edison.

ANEXO 2. “INFORME RESUMEN DE CARGA EN BARRAS”

Proyecto:	ETAP	Página:	8
Ubicación:	12.6.0H	Fecha:	12-08-2015
Contrato:		SN:	
Ingeniero:	Caso de Estudio: LF PUCARA	Revisión:	Base
Nombre de Archivo:	INTERRUPTOR	Config.:	Normal

Informe Resumen de Carga en Barras

Barra	Carga Conectada Directamente										Carga Total en Barra				
	ID	kV	Amp Nominal	kVA Constante		Z Constante		I Constante		Genérico		MVA	% FP	Amp	Porcentaje Carga
				MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar				
Bus1	13.800			0	0	0	0	0	0	0	0	10.367	10.6	433.7	
Bus2	138.000			0	0	0	0	0	0	0	0	10.063	8.4	42.0	
Bus3	138.000			0	0	0	0	0	0	0	0	10.075	9.9	42.0	
Bus4	138.000			0	0	0	0	0	0	0	0	8.225	1.9	34.4	
Bus5	138.000			0	0	0	0	0	0	0	0	9.907	9.9	41.4	
Bus7	13.800			0	0	0	0	0	0	0	0	0.244	99.8	10.2	
Bus14	0.220			0	0	0.237	0	0	0	0	0	0.237	100.0	639.4	

* Indica que la carga en operación conectada a la barra excede el límite crítico de la barra (100.0 en % de la corriente nominal).

Indica que la carga en operación conectada a la barra excede el límite marginal de la barra (95.0 en % de la corriente nominal).

Fuente: ETAP 12.6.0, 2015.

Elaborado por: Paucar Jairo, Paucar Edison.

ANEXO 3. “INFORME RESUMEN DE PÉRDIDAS EN RAMAS”

Proyecto:	ETAP	Página:	10
Ubicación:	12.6.0H	Fecha:	12-08-2015
Contrato:		SN:	
Ingeniero:	Caso de Estudio: LF PUCARA	Revisión:	Base
Nombre de Archivo:	INTERRUPTOR	Config.:	Normal

Informe Resumen de Pérdidas en Ramas

Circuito / Rama	Flujo Origen-Destino		Flujo Destino-Origen		Pérdidas		% Tensión Barra		Vd % Caída en Vmag	
	ID	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	kvar	Origen		Destino
Cable2		0.243	0.014	-0.243	-0.014	0.0	0.0	100.0	100.0	0.00
T1		0.855	10.294	-0.845	-10.028	9.8	266.6	100.0	100.3	0.34
CABLE		0.845	10.028	-0.844	-10.026	0.6	1.4	100.3	100.3	0.01
Line1		-0.148	4.042	0.155	-8.224	6.7	-4181.7	100.3	100.0	0.33
Line2		0.993	5.984	-0.980	-9.858	12.6	-3874.0	100.3	100.0	0.33
T4		0.243	0.014	-0.237	0.000	5.8	14.2	100.0	97.5	2.53
						35.4	-7773.5			

Fuente: ETAP 12.6.0, 2015.

Elaborado por: Paucar Jairo, Paucar Edison.

ANEXO 4. “INFORME RESUMIDO DE ALERTAS”

<u>Informe Resumido de Alertas</u>							
				<u>% Ajustes de Alerta</u>			
				<u>Critico</u>	<u>Marginal</u>		
<u>Carga</u>							
	Barra			100.0	95.0		
	Cable			100.0	95.0		
	Reactor			100.0	95.0		
	Línea			100.0	95.0		
	Transformador			100.0	95.0		
	Tabla			100.0	95.0		
	Dispositivo de Protección			100.0	95.0		
	Generador			100.0	100.0		
	Inversor /Cargador			100.0	95.0		
<u>Tensión de Barra</u>							
	Sobretensión			105.0	102.0		
	Baja Tensión			95.0	98.0		
<u>Excitación del Generador</u>							
	Sobreexcitado (Q Max.)			100.0	95.0		
	Subexcitación (Q Min.)			100.0			
<u>Informe Marginal</u>							
ID de Dispositivo	Tipo	Condición	Clase/Límite	Unidad	Operativa	% Operativo	Tipo de Fase
Bus14	Bus	Under Voltage	0,22	kV	0,21	97.5	3-Phase

Fuente: ETAP 12.6.0, 2015.

Elaborado por: Paucar Jairo, Paucar Edison.

ANEXO 5. "INFORME DE CORTOCIRCUITO"

Informe de Cortocircuito

Falta trifásica en barra: Bus1

kV Nominal = 13.800
 Factor c Tensión = 1.10 (Definido por el Usuario)
 Valor Pico = 64.464 kA Método A
 Estado Permanente = 24.742 kA rms

Contribución		Tensión y Corriente Inicial Simétrica (rms)				
Barra Origen ID	Barra Destino ID	% V Barra Origen	kA Activa	kA Imaginario	X/R Cociente	kA Magnitud
Bus1	Total	0.00	1.444	-24.700	17.1	24.742
Bus7	Bus1	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000
Bus2	Bus1	82.39	0.929	-14.907	16.1	14.936
GENU1	Bus1	100.00	0.515	-9.793	19.0	9.806

Corriente de Falta e Interrupción en CC (kA)

Basada en la Corriente Total de Falta en Bar

TD (S)	Ib sim.	Ib asim.	Idc
0.01	23.986	36.949	28.105
0.02	23.701	32.783	22.650
0.03	23.391	29.651	18.223
0.04	23.058	27.325	14.662
0.05	22.706	25.630	11.889
0.06	22.575	24.524	9.580
0.07	22.442	23.733	7.720
0.08	22.306	23.157	6.221
0.09	22.167	22.740	5.071
0.10	22.026	22.403	4.092
0.15	21.802	21.847	1.399
0.20	21.570	21.575	0.478
0.25	21.331	21.332	0.164
0.30	21.088	21.088	0.056

Fuente: ETAP 12.6.0, 2015.

Elaborado por: Paucar Jairo, Paucar Edison.

ANEXO 6. “INFORME RESUMEN DE CORTOCIRCUITO”

Proyecto:	ETAP	Página:	13
Ubicación:	12.6.0H	Fecha:	12-08-2015
Contrato:		SN:	
Ingeniero:	Caso de Estudio: SC1	Revisión:	Base
Nombre de Archivo: INTERRUPTOR		Config.:	Normal

Informe Resumen de Cortocircuito

Corrientes de Falta Trifásica

Barra		Dispositivo		Capacidad del Dispositivo (kA)				Corriente de Cortocircuito (kA)					
ID	kV	ID	Tipo	Poder de Ci				I ^{"k}	ip	I _{b sim.}	I _{b asim.}	Idc	Ik
				Pico	I _{b sim.}	I _{b asim.}	Idc						
Bus1	13.800	Bus1	Bus					24.742	64.464				24.742
Bus2	138.000	Bus2	Bus					7.593	17.543				7.593
Bus3	138.000	Bus3	Bus					7.744	18.006				7.469
Bus4	138.000	Bus4	Bus					7.370	17.914				7.370
Bus5	138.000	Bus5	Bus					9.594	23.581				9.594

ip es calculada utilizando método A
 I_b no incluye el decaimiento de los terminales no fallados de los motores de inducción
 Ik es la corriente de estado permanente máxima
 Idc está basada en X/R del Método C e I_b tal como se describe arriba

El poder de corte del interruptor de baja tensión se determina en función del clase de servicio
 La corriente total pasante se utiliza para el servicio del dispositivo.

* Indica un dispositivo con capacidad de corte calculada excedida.
 # Indica que existe un dispositivo de protección cuya capacidad de corte excede su límite marginal . (95 % veces la capacidad de corte del dispositivo)

Fuente: ETAP 12.6.0, 2015.

Elaborado por: Paucar Jairo, Paucar Edison.

ANEXO 7. "REPORTE DE CORTOCIRCUITO CORRIENTE DE FAL LA TRIFÁSICA, LG, LL y LLG"

Proyecto:	ETAP	Página:	8
Ubicación:	12.6.0H	Fecha:	12-08-2015
Contrato:		SN:	
Ingeniero:	Caso de Estudio: SC1	Revisión:	Base
Nombre de Archivo: INTERRUPTOR		Config:	Normal

REPORTE DE CORTOCIRCUITO

Falta en Barra: Bus1
 kV Nominal = 13.800
 Factor e Tensión = 1.10 (Definido por el Usuario)

Contribución		Falta Trifásica		Falta Línea-a-Tierra					Impedancias de Secuencia Positiva y Cero Observando en "Barra Origen"			
Barra Origen ID	Barra Destino ID	% V Barra Orige	kA rms Sim.	% Tensión en Barra Origen			kA Sim. rms		% Impedancia en Base 100 MVA			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Bus1	Total	0.00	24.742	0.00	173.20	173.21	0.003	0.003	1.15E+000	1.97E+001	4.25E+005	1.93E+001
Bus7	Bus1	0.00	0.000	0.00	173.20	173.21	0.000	0.000				
Bus2	Bus1	82.39	14.936	103.00	103.00	103.00	0.001	0.000	2.03E+000	3.26E+001		
GEN U1	Bus1	100.00	9.806	100.00	100.00	100.00	0.002	0.003	2.62E+000	4.97E+001	4.25E+005	1.93E+001
		Trifásico		L-G		L-L		L-L-G				
Corriente Simétrica Inicial (kA, rms)	:	24.742		0.003		20.804		20.805				
Corriente Pico (kA), Método C	:	64.478		0.009		54.217		54.219				
Corriente de Corte (kA, rms, symm)	:			0.003		20.804		20.805				
Corriente de Estado Permanente (kA, rms)	:	24.742		0.003		20.804		20.805				

Indica contribución a corriente de falta desde transformador de tres devanados
 * Indica contribución a corriente de falta de secuencia cero (3I0) desde transformador Delta- Y conectado a tierra

Fuente: ETAP 12.6.0, 2015.

Elaborado por: Paucar Jairo, Paucar Edison.

ANEXO 8. “INFORME RESUMEN DE CORTOCIRCUITO”

Proyecto:	ETAP	Página:	13
Ubicación:	12.6.0H	Fecha:	12-08-2015
Contrato:		SN:	
Ingeniero:	Caso de Estudio: SC1	Revisión:	Base
Nombre de Archivo:	INTERRUPTOR	Config.:	Normal

Informe Resumen de Cortocircuito

Corriente de Falta Trifásica, LG, LL, LLG

Barra	kV	Falta Trifásica			Falta Línea-a-Tierra				Falta Línea-a-Línea				*Línea-a-Línea-a-Tierra			
		I ^{1k}	ip	Ik	I ^{1k}	ip	lb	Ik	I ^{1k}	ip	lb	Ik	I ^{1k}	ip	lb	Ik
Bus1	13.800	24.742	64.478	24.742	0.003	0.009	0.003	0.003	20.804	54.217	20.804	20.804	20.805	54.219	20.805	20.805
Bus2	138.000	7.593	17.598	7.593	5.892	13.655	5.892	5.892	6.550	15.180	6.550	6.550	7.002	16.228	7.002	7.002
Bus3	138.000	7.744	18.006	7.469	5.967	13.875	5.967	5.967	6.681	15.534	6.681	6.681	7.129	16.576	7.129	7.129
Bus4	138.000	7.370	18.073	7.370	6.244	15.312	6.244	6.244	6.372	15.626	6.372	6.372	7.208	17.677	7.208	7.208
Bus5	138.000	9.594	23.638	9.594	9.411	23.187	9.411	9.411	8.293	20.434	8.293	8.293	10.828	26.681	10.828	10.828

Todas las corrientes de falta en kA rms. Corriente ip calculada usando Método C.

* Corriente de falta LLG es la mayor de las corrientes de las dos líneas falladas.

Fuente: ETAP 12.6.0, 2015.

Elaborado por: Paucar Jairo, Paucar Edison.

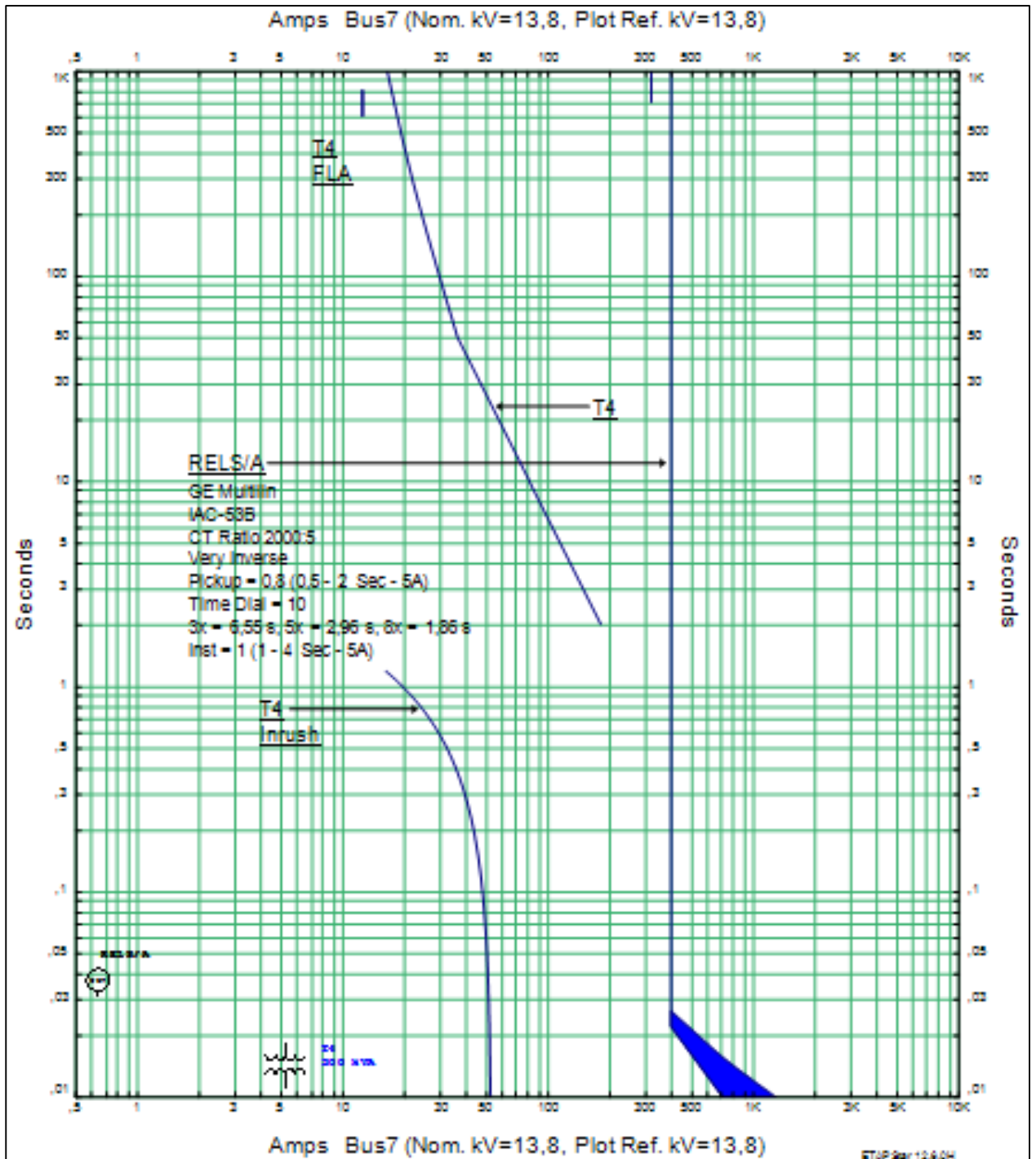
ANEXO 9. “INFORME RESUMEN DE LA IMPEDANCIA DE SECUENCIA”

Proyecto:	ETAP		Página:	14									
Ubicación:	12.6.0H		Fecha:	12-08-2015									
Contrato:			SN:										
Ingeniero:			Revisión:	Base									
Nombre de Archivo:	INTERRUPTOR	Caso de Estudio:	Config.:	Normal									
<u>Informe Resumen de la Impedancia de Secuencia</u>													
Barra		Imp. Sec. Positiva (ohm)			Imp. Sec. Negativa (ohm)			Imp. Sec. Cero (ohm)			Zf de Falta (ohm)		
ID	kV	Resistencia	Reactancia	Impedancia	Resistencia	Reactancia	Impedancia	Resistencia	Reactancia	Impedancia	Resistencia	Reactancia	Impedancia
Bus1	13.800	0.02068	0.35362	0.35423	0.02057	0.37487	0.37543	7636.56700	0.34709	7636.56700	0.00000	0.00000	0.00000
Bus2	138.000	1.77943	11.40412	11.54212	1.79747	11.49373	11.63343	3.15685	21.21513	21.44872	0.00000	0.00000	0.00000
Bus3	138.000	1.71376	11.18702	11.31753	1.73048	11.27298	11.40502	3.10888	21.11028	21.33798	0.00000	0.00000	0.00000
Bus4	138.000	1.33190	11.81739	11.89221	1.33408	11.85540	11.93023	4.82809	17.76536	18.40973	0.00000	0.00000	0.00000
Bus5	138.000	0.94203	9.08676	9.13546	0.94107	9.12021	9.16863	6.59252	8.41585	10.69055	0.00000	0.00000	0.00000

Fuente: ETAP 12.6.0, 2015.

Elaborado por: Paucar Jairo, Paucar Edison.

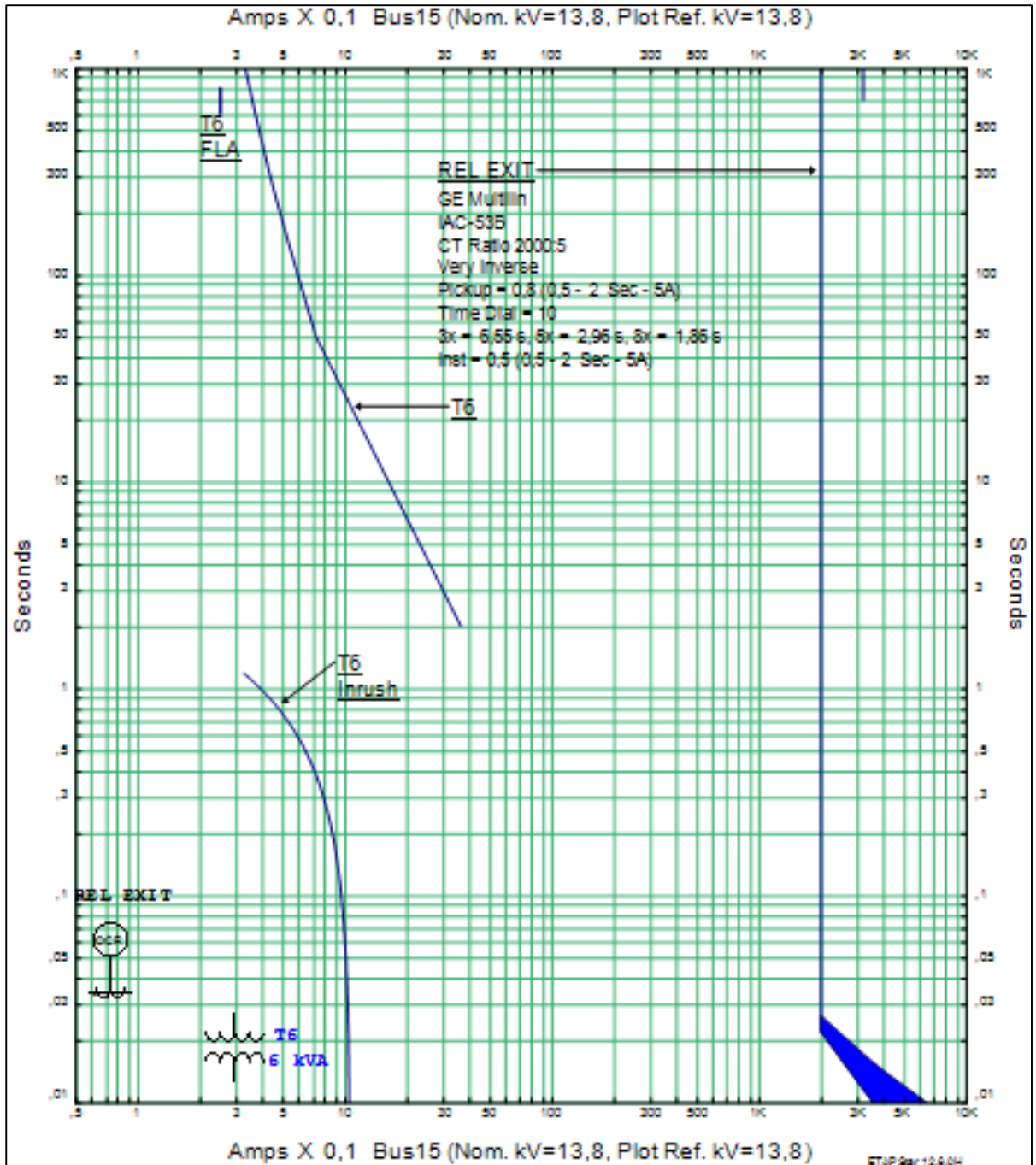
ANEXO 10. “CORRIENTE DE INRUSH DEL TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES”



Fuente: ETAP 12.6.0, 2015.

Elaborado por: Paucar Jairo, Paucar Edison.

ANEXO 11. “CORRIENTE DE INRUSH DEL TRANSFORMADOR DE EXCITACIÓN”



Fuente: ETAP 12.6.0, 2015.

Elaborado por: Paucar Jairo, Paucar Edison.

ANEXO 12. “CENTRAL HIDROELÉCTRICA PUCARA”



Fuente: Central Hidroeléctrica Pucara.

ANEXO 13. “CASA DE MÁQUINAS”



Fuente: Central Hidroeléctrica Pucara.

ANEXO 14. “UNIDADES GENERADORAS U1 Y U2”



Fuente: Central Hidroeléctrica Pucara.

ANEXO 15. “UNIDAD DE GENERACIÓN U1



Fuente: Central Hidroeléctrica Pucara.

ANEXO 16. “UNIDAD DE GENERACION U2”



Fuente: Central Hidroeléctrica Pucara.

ANEXO 17. “BARRAS DE SALIDA A NIVEL DE 13.8 kV”



Fuente: Central Hidroeléctrica Pucara.

ANEXO 18. “BARRAS DE SALIDA SERVICIOS AUXILIARES 13.8 kV”



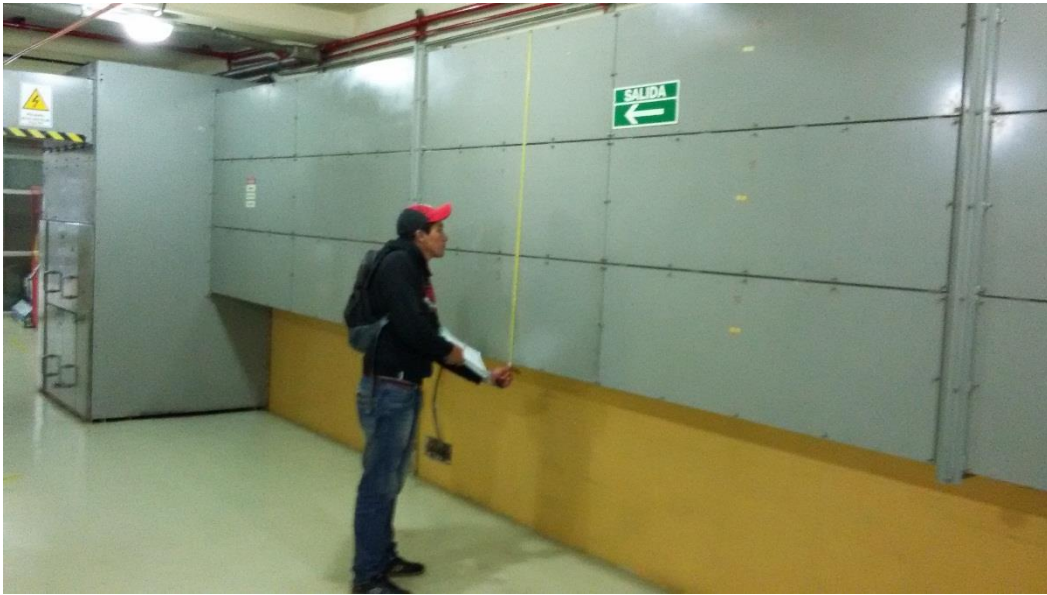
Fuente: Central Hidroeléctrica Pucara.

ANEXO 19. “MEDIDAS BARRAS DE SALIDA 13.8 kV”



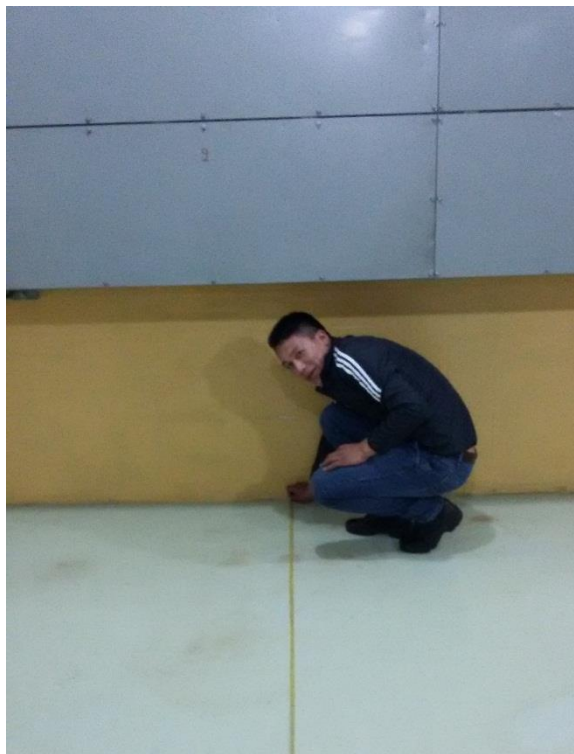
Fuente: Central Hidroeléctrica Pucara.

ANEXO 20. “MEDIDAS BARRAS DE SALIDA A 13.8 kV”

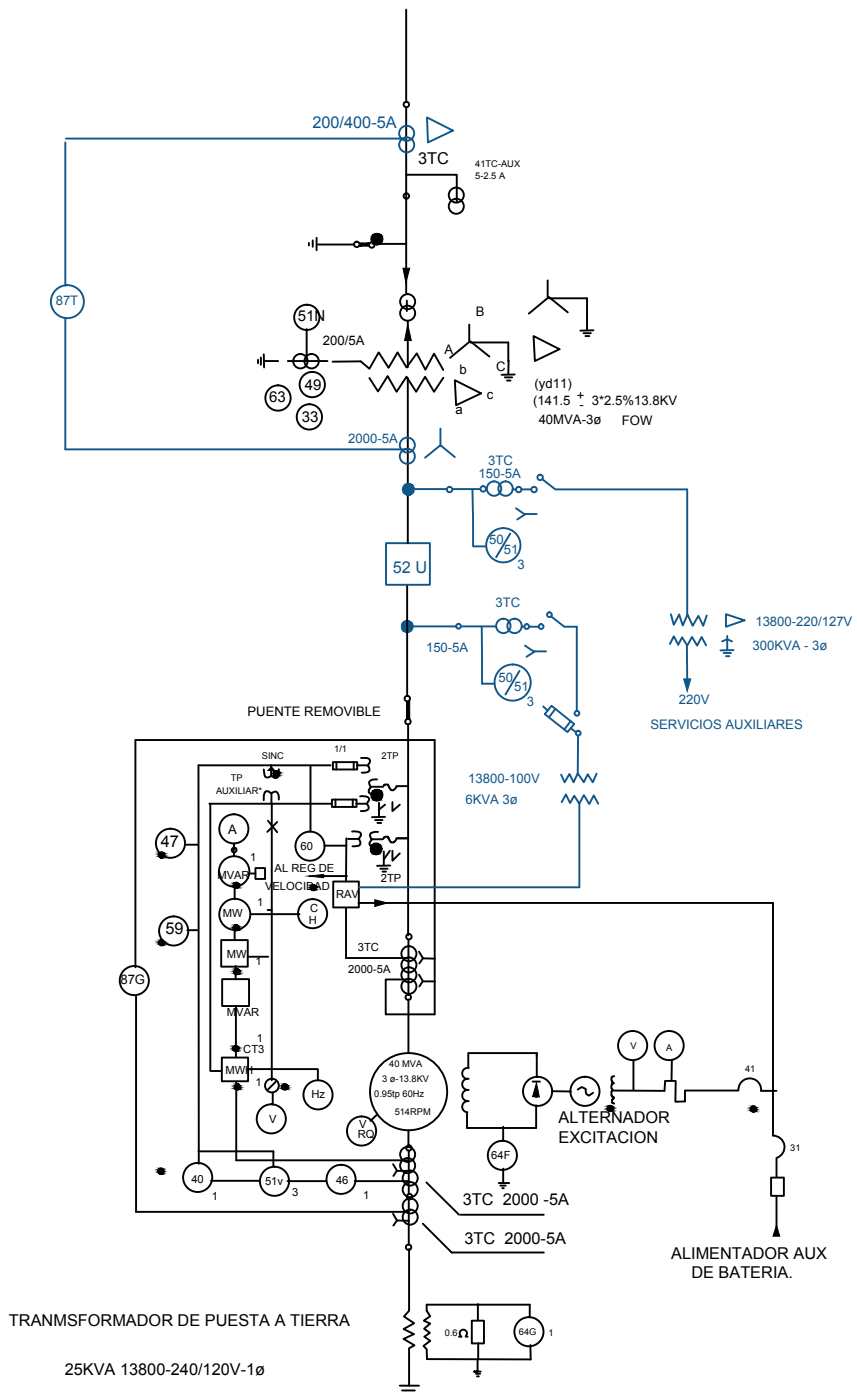


Fuente: Central Hidroeléctrica Pucara.

ANEXO 21. “MEDIDAS PISO DE GENERADOR ”

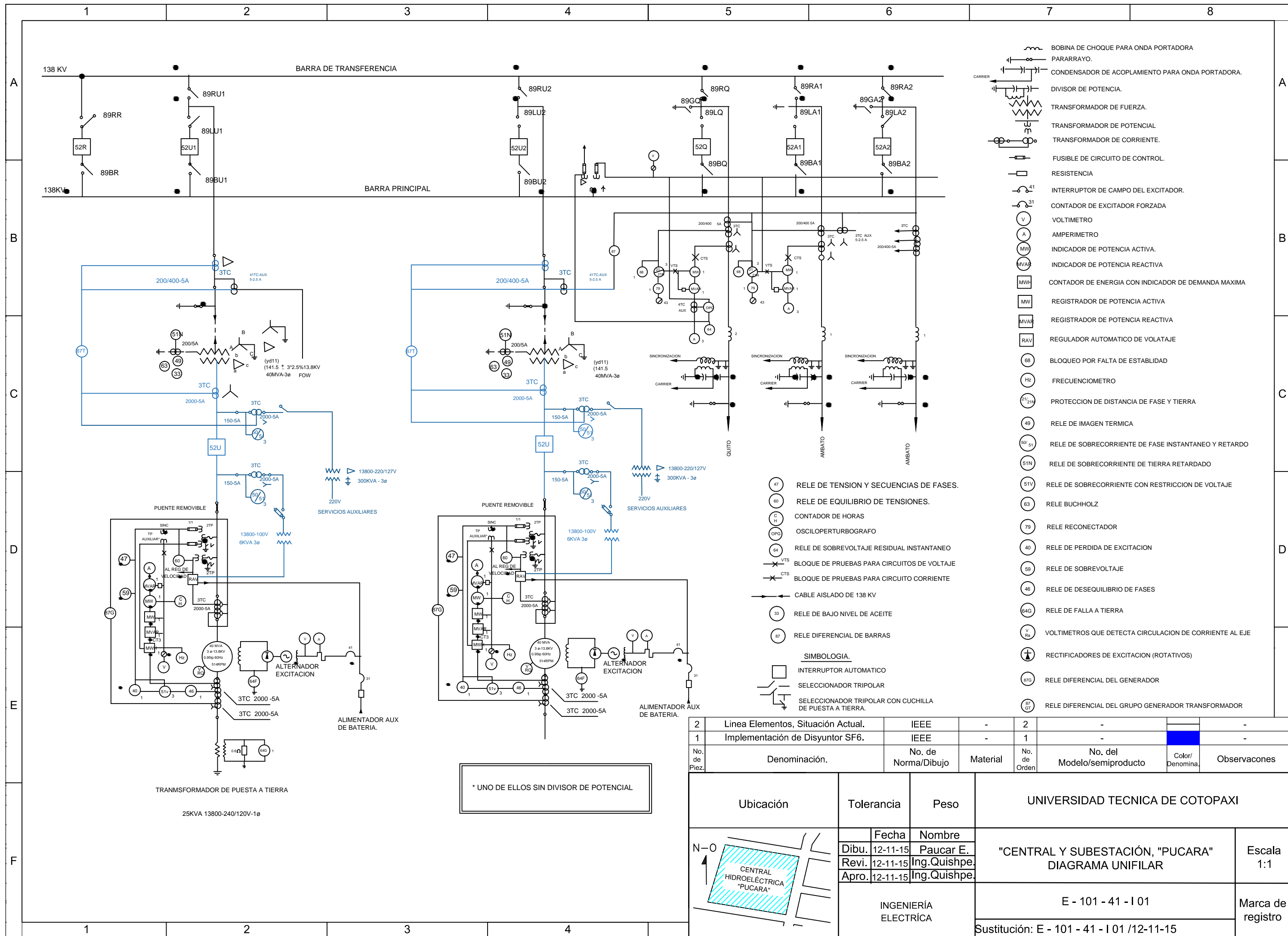


Fuente: Central Hidroeléctrica Pucara.



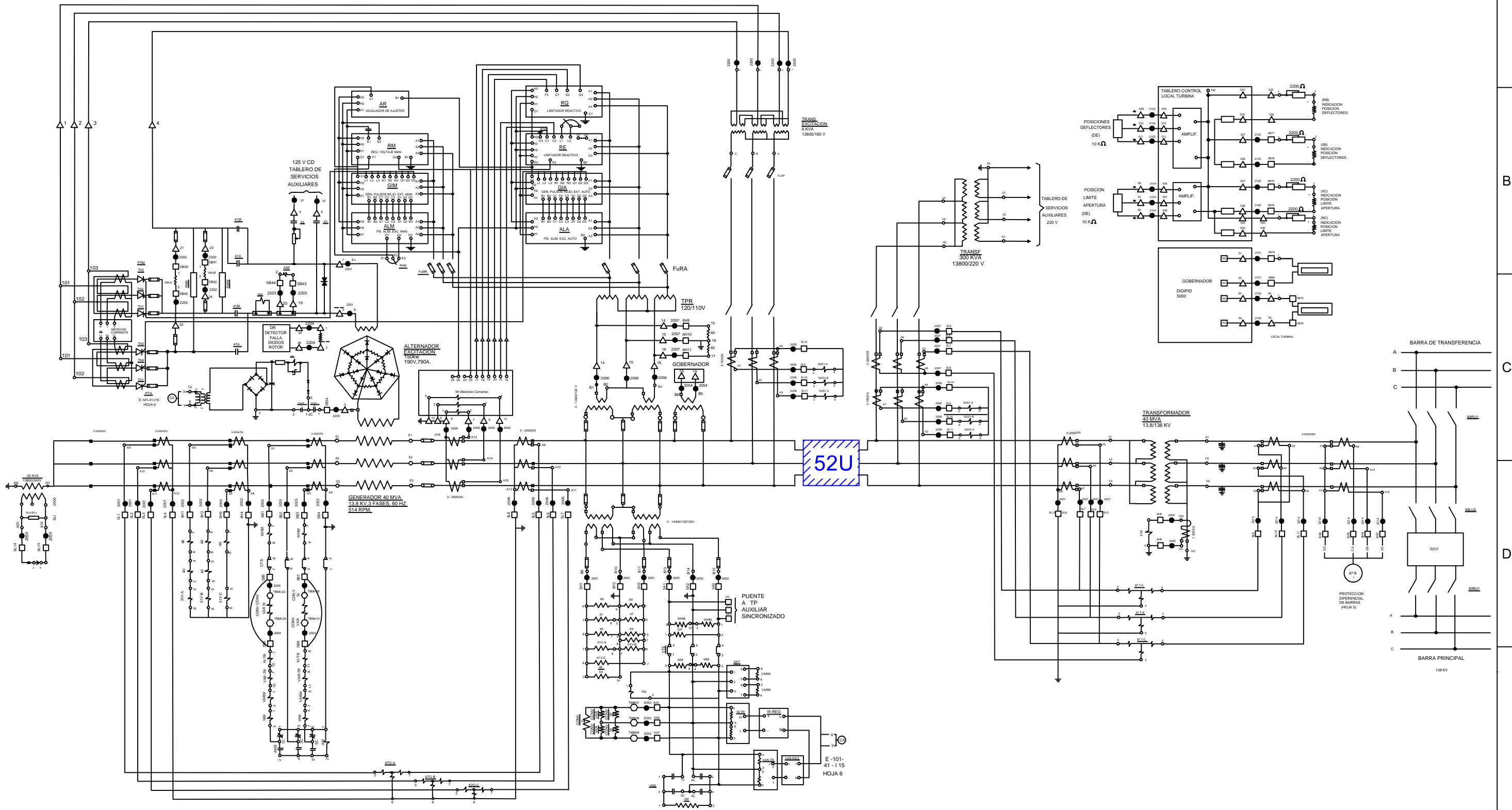
2	Implementación de Disyuntor SF6.	IEEE	-	2	-	-	-
1	Linea Elementos, Situación Actual.	IEEE	-	1	-	-	-
No. de Piez.	Denominación.	No. de Norma/Dibujo	Material	No. de Orden	No. del Modelo/semiproducto	Color/Denomina.	Observaciones

Ubicación	Tolerancia	Peso	UNIVERSIDAD TECNICA DE COTOPAXI					
	Fecha	Nombre	"SECCIÓN DE DIAGRAMA UNIFILAR, PARA IMPLEMENTACIÓN DE DISYUNTOR SF6"				Escala 1:1	
	Dibu.	12-11-15						Paucar E.
	Revi.	12-11-15						Ing. Quishpe.
	Apro.	12-11-15	Ing. Quishpe.	001			Marca de registro	
INGENIERÍA ELÉCTRICA			Sustitución:					



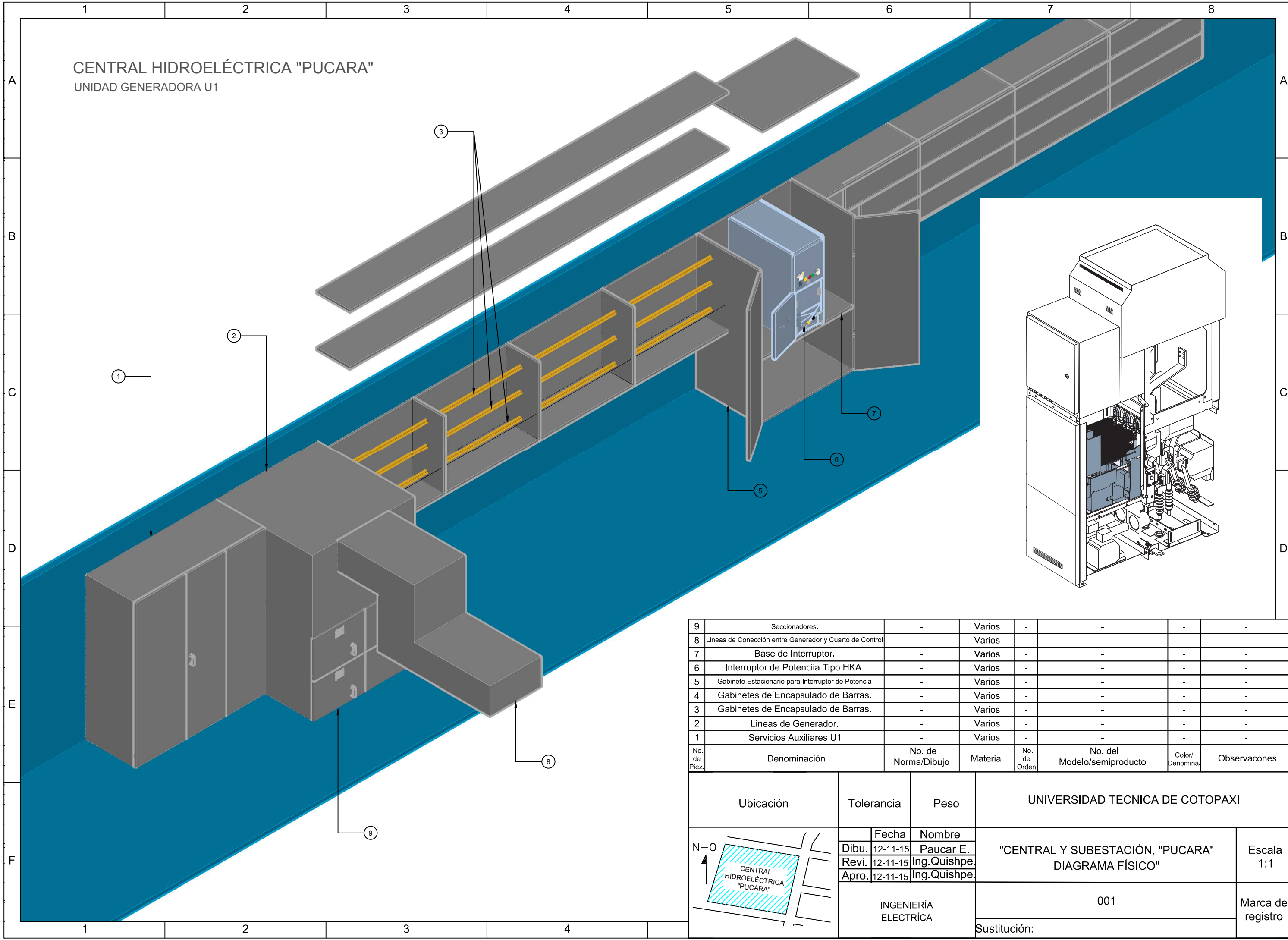
CENTRAL HIDROELÉCTRICA "PUCARA"

DIAGRAMA TRIFILAR



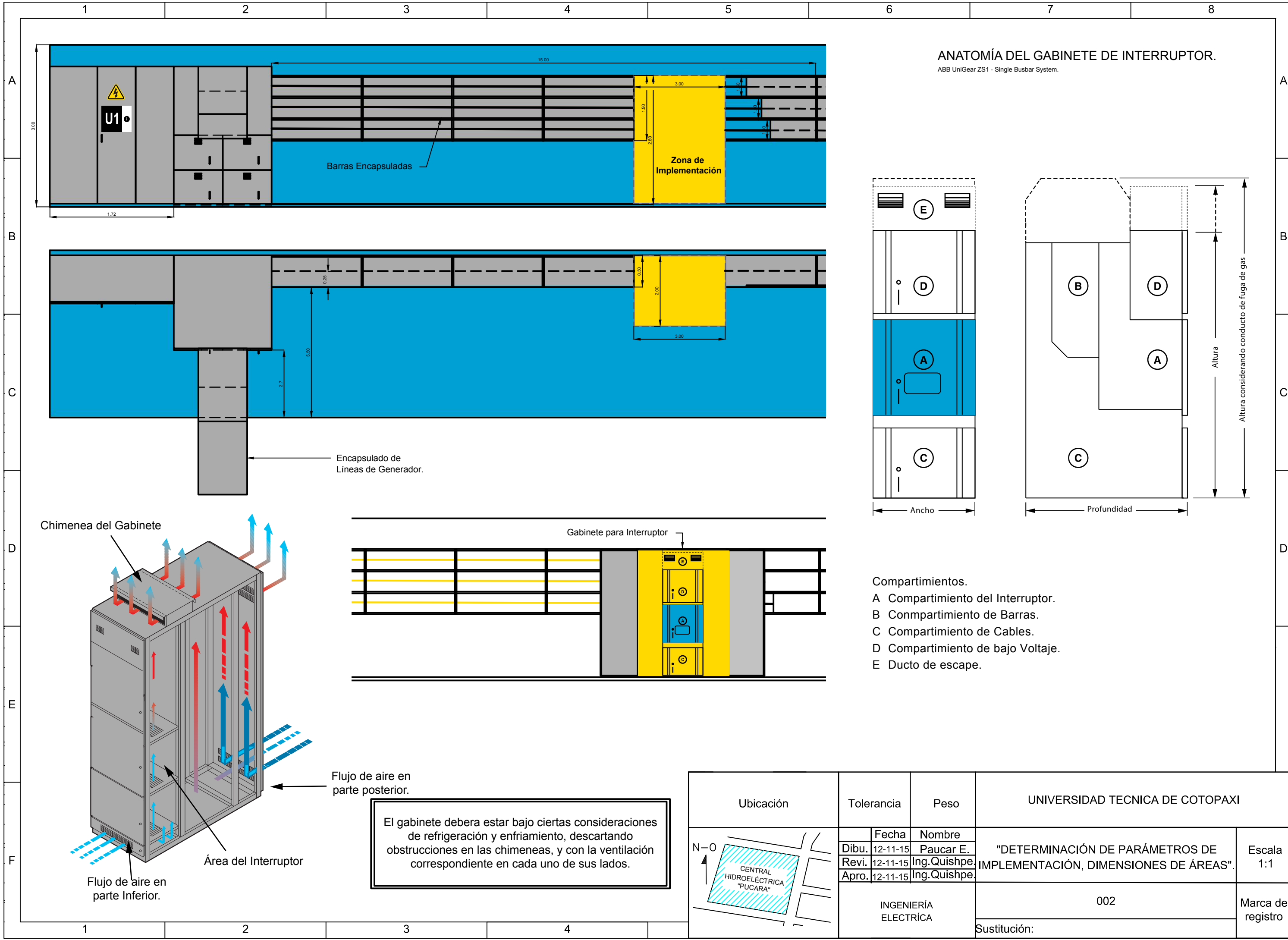
Ubicación 	Tolerancia	Peso	UNIVERSIDAD TECNICA DE COTOPAXI	
	Dibu.	Fecha	Nombre	"CENTRAL Y SUBESTACIÓN, "PUCARA" DIAGRAMA TRIFILAR
	Revi.	12-11-15	Paucar E.	
Apro.	12-11-15	Ing. Quishpe	INGENIERÍA ELECTRICA	Escala 1:1
			E - 101 - 41 - I 01	Marca de registro
			Sustitución:	

CENTRAL HIDROELÉCTRICA "PUCARA"
UNIDAD GENERADORA U1



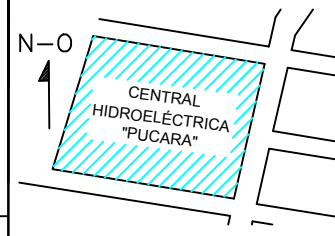
9	Seccionadores.	-	Varios	-	-	-	-
8	Lineas de Conexión entre Generador y Cuarto de Control	-	Varios	-	-	-	-
7	Base de Interruptor.	-	Varios	-	-	-	-
6	Interruptor de Potencia Tipo HKA.	-	Varios	-	-	-	-
5	Gabinete Estacionario para Interruptor de Potencia	-	Varios	-	-	-	-
4	Gabinetes de Encapsulado de Barras.	-	Varios	-	-	-	-
3	Gabinetes de Encapsulado de Barras.	-	Varios	-	-	-	-
2	Lineas de Generador.	-	Varios	-	-	-	-
1	Servicios Auxiliares U1	-	Varios	-	-	-	-
No. de Piez.	Denominación.	No. de Norma/Dibujo	Material	No. de Orden	No. del Modelo/semiproducto	Color/Denomina.	Observaciones

Ubicación	Tolerancia	Peso	UNIVERSIDAD TECNICA DE COTOPAXI			
	Fecha	Nombre	"CENTRAL Y SUBESTACIÓN, "PUCARA" DIAGRAMA FÍSICO"		Escala 1:1	
	Dibu. 12-11-15	Paucar E.				
	Revi. 12-11-15	Ing. Quishpe				
Apro. 12-11-15	Ing. Quishpe					
INGENIERÍA ELÉCTRICA			001		Marca de registro	
Sustitución:						



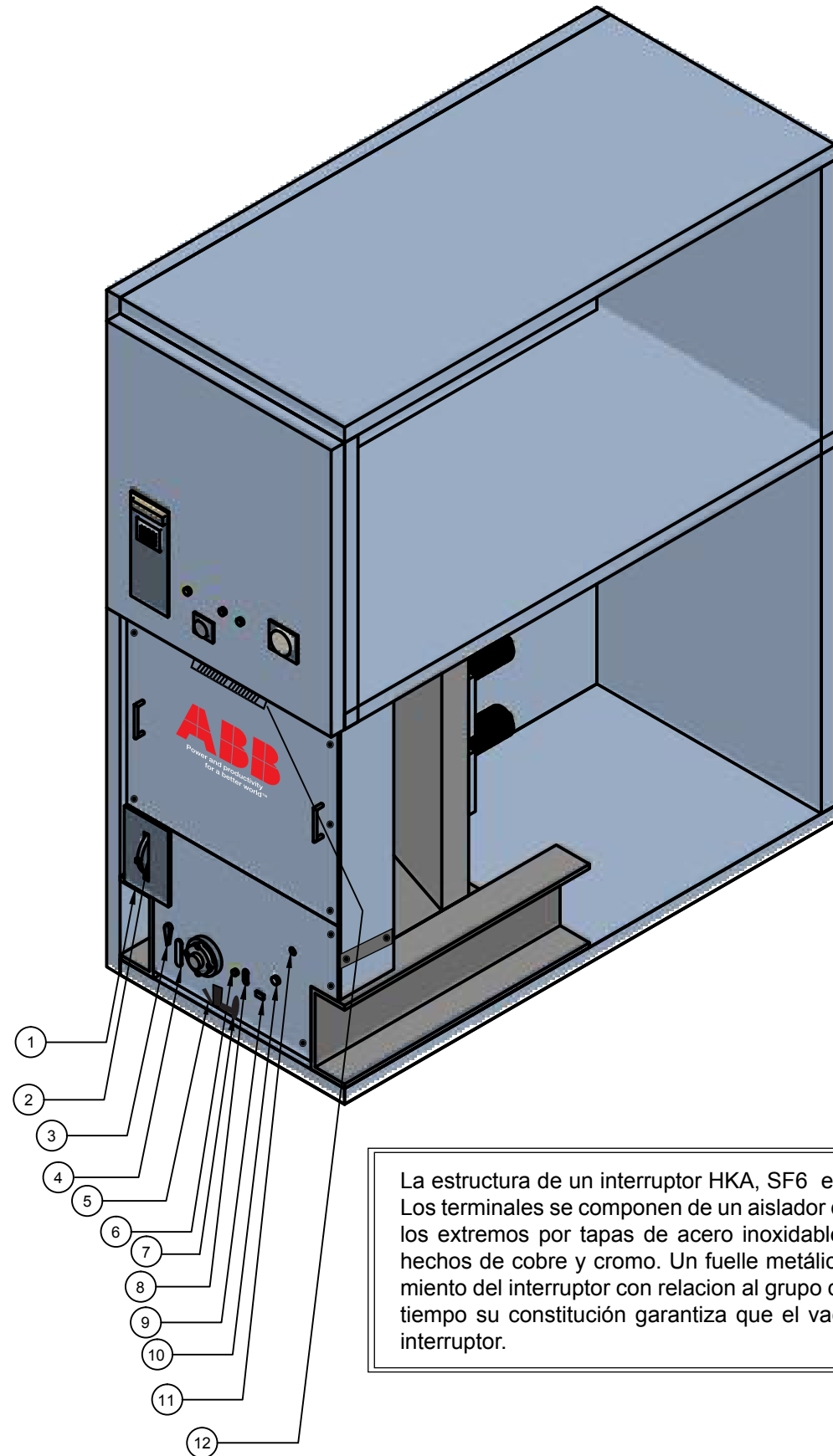
El gabinete deberá estar bajo ciertas consideraciones de refrigeración y enfriamiento, descartando obstrucciones en las chimeneas, y con la ventilación correspondiente en cada uno de sus lados.

Ubicación	Tolerancia	Peso	UNIVERSIDAD TECNICA DE COTOPAXI	
	Fecha	Nombre	"DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS DE IMPLEMENTACIÓN, DIMENSIONES DE ÁREAS".	Escala 1:1
Dibu.	12-11-15	Paucar E.		
Revi.	12-11-15	Ing. Quishpe		
Apro.	12-11-15	Ing. Quishpe	002	Marca de registro
INGENIERÍA ELÉCTRICA				

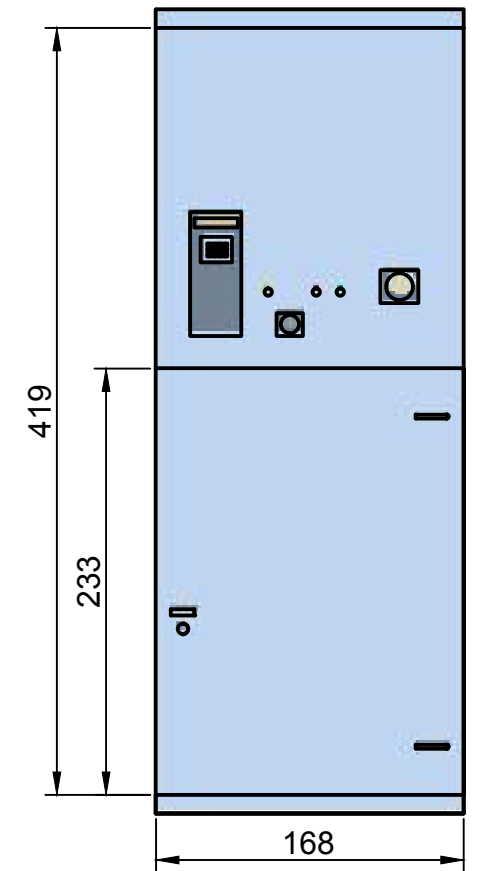
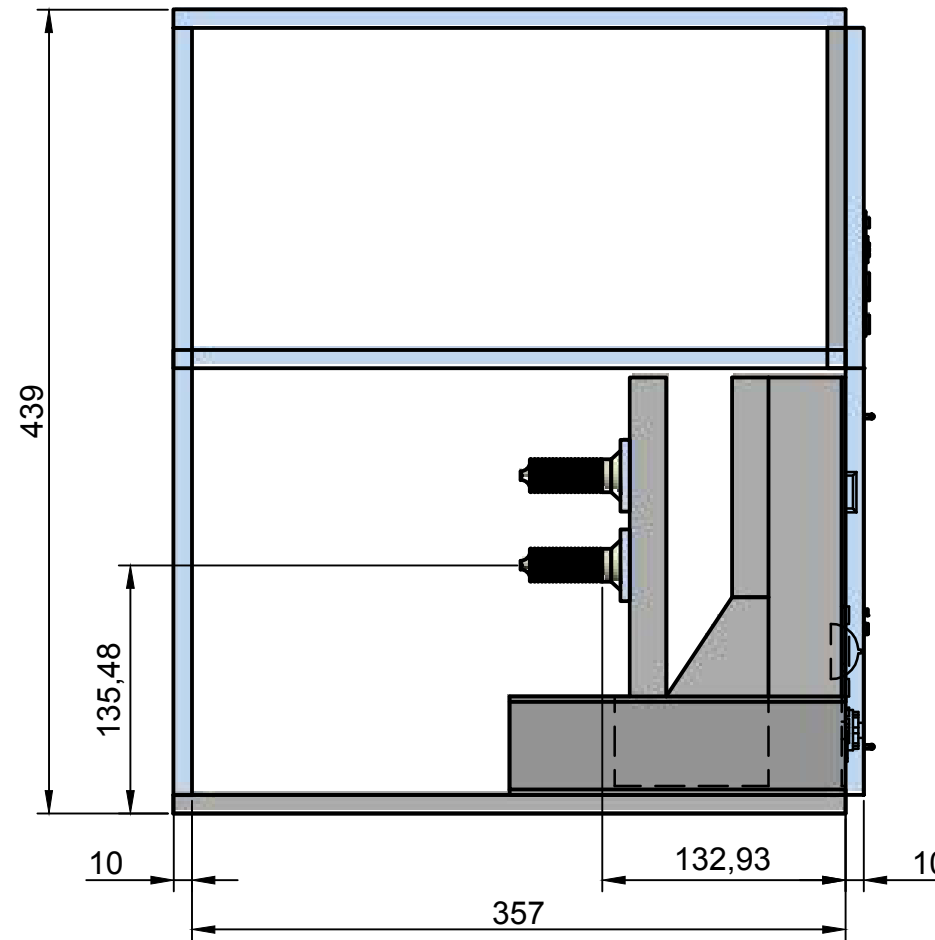


ISOMETRÍA VISTA FRONTAL Y LATERAL INTERRUPTOR SF6 TYPE HKA

ESCALA: 1 _____ 25



La estructura de un interruptor HKA, SF6 es relativamente simple. Los terminales se componen de un aislador de cerámica cerrado en los extremos por tapas de acero inoxidable. Los contactos están hechos de cobre y cromo. Un fuelle metálico que permite el movimiento del interruptor con relación al grupo de terminales, al mismo tiempo su constitución garantiza que el vacío se mantenga en el interruptor.



12	Automatismo de autoalineación de contactos secundarios.	Main Bus ABB	-	-	ABB Type HKA	-	-
11	Indicador de resortes de carga y descarga.	Main Bus ABB	-	-	ABB Type HKA	-	-
10	Indicador de Abertura y Cierre.	Main Bus ABB	-	-	ABB Type HKA	-	-
9	Contador Operacional.	Main Bus ABB	-	-	ABB Type HKA	-	-
8	Pulsadores estacionarios de cierre y disparo	Main Bus ABB	-	-	ABB Type HKA	-	-
7	Quinta Rueda de Apoyo	Main Bus ABB	Acero Inox	-	ABB Type HKA	-	-
6	On - Off Interruptor de potencia del Motor.	Main Bus ABB	-	-	ABB Type HKA	-	-
5	Cierre manual con palanca de Escape.	Main Bus ABB	-	-	ABB Type HKA	-	-
4	Resorte Manual de Carga.	Main Bus ABB	-	-	ABB Type HKA	-	-
3	Mecanismo de Disparo Manual	Main Bus ABB	-	-	ABB Type HKA	-	-
2	Candado Provisional.	Main Bus ABB	-	-	ABB Type HKA	-	-
1	Mecanismo Bastidor de in/out.	Main Bus ABB	Varios	-	ABB Type HKA	-	-
No. de Piez.	Denominación.	No. de Norma/Dibujo	Material	No. de Orden	No. del Modelo/semiproducto	Peso Kg/Pieza	Observaciones

Ubicación	Tolerancia	Peso 395 kg.	UNIVERSIDAD TECNICA DE COTOPAXI			
	Fecha	Nombre	"INTERRUPTOR ABB TIPO HKA 7.2 kV a 34.5 kV 1200 -3000 AMPERIOS".		Escala 1:1	
	Dibu. 12-11-15	Paucar E.				
	Revi. 12-11-15	Ing. Quishpe				
	Apro. 12-11-15	Ing. Quishpe	001		Marca de registro	
INGENIERÍA ELÉCTRICA			Sustitución:			