

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA**  
**SEDE CUENCA**

**FACULTAD DE INGENIERÍAS**

**CARRERA: INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Tesis previa a la obtención del Título de Ingeniero Eléctrico**

**“ESTUDIO PARA LA MODERNIZACIÓN DE LOS SISTEMAS DE  
PROTECCIÓN DE LOS GRUPOS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN DE  
LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA PAUTE”.**

**AUTORES:**

**CARLOS MARCELO PIÑA VALVERDE  
JAIME ALFONSO MORENO ÁVILA**

**DIRECTOR: ING. FREDDY CAMPOVERDE.**

**Cuenca, septiembre 2010.**

## DECLARACIÓN

Nosotros, CARLOS MARCELO PIÑA VALVERDE y JAIME ALFONSO MORENO ÁVILA, declaramos bajo juramento que los conceptos desarrollados, análisis realizados y las conclusiones descritas en este trabajo son de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y que, hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

Cuenca, septiembre 2010.

(f).....  
Carlos Marcelo Piña Valverde

(f).....  
Jaime Alfonso Moreno Ávila

## **CERTIFICACIÓN**

Certifico que el siguiente trabajo fue desarrollado por Carlos Marcelo Piña Valverde y Jaime Alfonso Moreno Ávila, bajo mi supervisión.

(f).....

**ING. FREDDY CAMPOVERDE  
DIRECTOR DEL PROYECTO**

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradecemos a Dios porque Él es la fuente y la esencia de la vida; a nuestros padres y hermanos, ya que por su inmenso apoyo y cariño hemos podido alcanzar una más de las metas que nos hemos propuesto y a todas las personas que de alguna manera colaboraron con este proyecto de grado.

A los ingenieros de CELEC - Hidropaute, quienes nos brindaron todas las facilidades necesarias para el desarrollo del presente trabajo y sobre todo al Ing. William Bárcenes quien facilitó con extraordinaria buena voluntad este proyecto. A todos ellos un agradecimiento infinito.

Al Ing. Freddy Campoverde por toda su colaboración y dirección acertada.

## **DEDICATORIA**

Este trabajo está dedicado a mis padres Manuel y Rosa, a mis hermanos José, Verónica y Lupe Carolina, por el esfuerzo y apoyo que han realizado a lo largo de toda su vida para mi desarrollo personal y académico.

Carlos M. Piña V.

Mis estudios y este trabajo, les dedico mis padres Lucia y Alfonso, a mi hermana Ma Eugenia, a mi familia en general; que a lo largo de muchos años me han dado su apoyo, amor y comprensión los mismos que han sido incondicionales. Que mi resultado sea el bienestar a todos sus esfuerzos, por lo que viviré agradecido toda mi vida.

Jaime A. Moreno A.

## INDICE GENERAL

DECLARACIÓN.....	II
CERTIFICACIÓN.....	III
AGRADECIMIENTOS.....	IV
DEDICATORIA.....	V
INDICE GENERAL.....	VI
RESUMEN.....	XIV

## CAPÍTULO 1: GENERALIDADES

1.1 INTRODUCCIÓN.....	2
1.2 ANTECEDENTES.....	3
1.3 MARCO TEORICO.....	4
1.3.1 Transformadores De Instrumentos.....	4
1.3.1.1 Transformadores de Corriente (TC).....	4
1.3.1.2 Transformadores de Potencial (TP).....	5
1.3.2 Relevadores de Protección.....	5
1.3.3 Elementos de Interrupción.....	8
1.3.3.1 Circuit Breakers.....	8
1.3.3.2 Seccionadores.....	9
1.3.4 Características de un Sistema de Protección.....	9

1.4 FILOSOFIAS DE PROTECCION.....	10
1.4.1 Zonas de Protección.....	10
1.4.2 Protección Primaria.....	12
1.4.3 Protección de Respaldo.....	12
1.5 PROTECCIONES EN SISTEMAS DE POTENCIA.....	12
1.5.1 PROTECCIÓN EN GENERADORES.....	12
1.5.1.1 Protección Diferencial (87G).....	13
1.5.1.2 Protección Contra Pérdida de Excitación (40G).....	14
1.5.1.3 Protección De Fallas A Tierra En El 95% Del Estator (59GN).....	15
1.5.1.4 Protección Para Fallas En El 5% Del Devanado Del Estator (27TN).....	17
1.5.1.5 Protección Contra Fallas A Tierra Del Rotor (64R).....	18
1.5.1.6 Protección De Sobrecorriente En El Campo (76 y 59F).....	20
1.5.1.7 Protección De Desbalance De Corriente ó Corriente De Secuencia Negativa (46G).....	21
1.5.1.8 Protección Contra Sobreexcitación del Generador (24G).....	22
1.5.1.9 Protección Contra Motorización ó De Potencia Inversa (32G).....	23
1.5.1.10 Protección De Respaldo De Fase (51V o 21).....	23
1.5.1.11 Protección De Sobrevoltaje (59G).....	24
1.5.1.12 Protección De Bajovoltaje (27G).....	25
1.5.1.13 Protección Contra Frecuencia Anormal (81G O/U).....	25
1.5.1.14 Protección Contra Energización Inadvertida (50/27).....	26
1.5.1.15 Protección Contra Pérdida De Sincronismo (78).....	28
1.5.1.16 Protección Contra Sobrecalentamiento Del Generador 49G.....	29
1.5.1.17 Protección De Equilibrio De Tensión (60).....	29
1.5.2 PROTECCIÓN EN TRANSFORMADORES.....	30
1.5.2.1 Protección De Sobrecorriente (50/51 y 51N).....	30
1.5.2.2 Protección Diferencial (87T).....	31
1.5.2.3 Protección Diferencial Direccionada A Tierra (87N).....	32
1.5.2.4 Protección Buchholz (63B).....	33
1.5.2.5 Protección De Sobrepresión ó Presión Súbita (63P).....	33
1.5.2.6 Protección Térmica (49T).....	34
1.5.3 PROTECCIÓN EN LÍNEAS Y CABLES.....	34

1.5.3.1 Protección De Distancia.....	34
1.5.3.2 Protección De Sobrecorriente Direccional De Fase (67) Y De Tierra (67N).....	36
1.5.3.3 Protección De Hilo Piloto (85).....	36
1.5.4 PROTECCIONES ESPECIALES.....	37
1.5.4.1 Protección De Mínima Tensión de Alimentación 125Vcc (80).....	37
1.5.4.2 Protección De Falla De Interruptor (50BF).....	37

## **CAPÍTULO 2: ANALISIS DEL SISTEMA ELECTRICO EXISTENTE EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA PAUTE.**

2.1 INTRODUCCION.....	40
2.2 ANTECEDENTES.....	41
2.3 DESCRIPCION DEL SISTEMA ELECTRICO ACTUAL.....	41
2.3.1 Sistema Eléctrico De Las Etapas I y II.....	41
2.3.2 Protecciones Actuales En La Primera Etapa “Fase AB”.....	43
2.3.3 Protecciones Actuales En La Segunda Etapa “Fase C”.....	44
2.4 LEVANTAMIENTO DE INFORMACION EN EL SISTEMA ELECTRICO ACTUAL.....	46
2.4.1 Generadores.....	46
2.4.2 Transformadores.....	47
2.4.3 Cables.....	48
2.5 ANÁLISIS DE FLUJOS DE POTENCIA Y CORTOCIRCUITOS.....	49
2.5.1 Flujos de Potencia.....	49
2.5.1.1 Resultado del Escenario de Demanda Máxima.....	50
2.5.1.2 Resultado del Escenario de Demanda Mínima.....	51
2.5.2 Cortocircuitos.....	52
2.6 EVALUACION DEL SISTEMA ACTUAL.....	58
2.6.1 Flujos de Potencia.....	58
2.6.2 Cortocircuito.....	58
2.6.3 Protecciones.....	59



### **CAPÍTULO 3: ANALISIS DEL EQUIPAMIENTO PRIMARIO Y DE LOS SERVICIOS AUXILIARES.**

3.1 INTRODUCCION.....	62
3.2 ANTECEDENTES.....	62
3.3 ANALISIS DEL EQUIPO PRIMARIO.....	63
3.3.1 Transformador De Corriente Para Protección.....	63
3.3.2 Selección Del Transformador De Corriente.....	64
3.3.3 Saturación En Los TC's.....	65
3.3.4 Desarrollo Del Estudio De Los Transformadores De Corriente.....	66
3.3.4.1 Datos De Entrada Para El Análisis.....	66
3.3.4.2 Resultados.....	69
3.4 ANALISIS DE LAS PROTECCIONES EN LOS SERVICIOS AUXILIARES.....	72
3.4.1 Interruptor.....	72
3.4.2 Seccionador.....	73
3.4.3 Análisis Y Diferencias.....	74

### **CAPÍTULO 4: DISEÑO DEL NUEVO SISTEMA DE PROTECCIONES.**

4.1 INTRODUCCION.....	77
4.2 ANTECEDENTES.....	77
4.3 CALCULOS.....	78
4.4 SELECCIÓN DE LOS NUEVOS EQUIPOS DE PROTECCION.....	78
4.5 FUNCIONALIDADES Y CARACTERISTICAS DE LOS NUEVOS EQUIPOS DE PROTECCION.....	79
4.6 DESCRIPCION DEL SISTEMA ELECTRICO PROPUESTO.....	83
4.6.1 Protecciones Incrementadas En La Etapa I.....	83
4.6.2 Protecciones Incrementadas En La Etapa II.....	85
4.7 MEMORIA TECNICA DE LOS NUEVOS SISTEMAS DE PROTECCION... ..	86

### **CAPÍTULO 5: ANALISIS DE AJUSTE Y COORDINACION DE LAS FUNCIONES DE PROTECCION.**

5.1 INTRODUCCION.....	89
-----------------------	----

5.2 BASES TEORICAS DE ESTUDIO.....	89
5.2.1 Requerimientos.....	90
5.2.2 Estudio De Cortocircuito.....	90
5.2.3 Estudios De Flujos De Potencia.....	90
5.2.4 Características De Los Equipos De Protección.....	91
5.2.5 Márgenes De Coordinación.....	91
5.3 ANALISIS DE AJUSTE Y COORDINACION DE LAS PROTECCIONES....	92
5.3.1 Ajustes Y Coordinación De La Primera Etapa “Fase AB”.....	92
5.3.1.1 Protección Del Generador.....	92
5.3.1.2 Protecciones Del Transformador Principal.....	118
5.3.1.3 Protecciones Del Transformador De Servicios Auxiliares.....	120
5.3.1.4 Protecciones Del Transformador De Excitación.....	121
5.3.1.5 Protecciones De Líneas De Transmisión.....	122
5.3.2 Ajustes Y Coordinación De La Segunda Etapa “Fase C”.....	123
5.3.2.1 Protección Del Generador.....	123
5.3.2.2 Protecciones Del Transformador Principal.....	132
5.3.2.3 Protecciones Del Transformador De Servicios Auxiliares.....	133
5.3.2.4 Protecciones Del Transformador De Excitación.....	134
5.3.2.5 Protecciones De las Líneas De Transmisión.....	134
5.4 RESULTADOS DE LOS AJUSTES DE COORDINACION.....	135
5.5 ANALISIS DE LOS AJUSTES DE COORDINACION.....	136

## **CAPÍTULO 6: ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO.**

6.1 INTRODUCCIÓN.....	138
6.2 ANTECEDENTES.....	138
6.3 ANÁLISIS FINANCIERO.....	139
6.3.1 Análisis De Costos.....	139
6.3.1.1 Costos Directos.....	139
6.3.1.2 Costos Indirectos.....	141
6.3.2 Ingresos O Ahorro.....	142
6.3.3 Costo Por No Implementar El Nuevo Sistema De Protección.....	143
6.3.4 Cálculo De Índices Para La Toma De Decisiones.....	144
6.3.5 Análisis Costo-Beneficio.....	145

6.3.6 Recuperación De la Inversión.....	146
6.4 ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA SUSTITUCIÓN DE EQUIPOS.....	147

## **CAPÍTULO 7: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.**

7.1 CONCLUSIONES.....	149
7.2 RECOMENDACIONES.....	152
7.3 PROCESOS DE IMPLEMENTACIÓN.....	153
7.3.1 Recepción, Manejo Y Almacenaje.....	153
7.3.2 Montaje.....	154
7.3.3 Montaje De Accesorios.....	154
7.3.4 Instalación.....	155
7.3.5 Pruebas.....	155
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>158</b>

## **ANEXOS**

ANEXO A: SIMBOLOS DE RELES SEGÚN NORMAS ANSI/IEC.....	162
ANEXO B: FLUJOS DE POTENCIA Y CORTOCIRCUITOS.....	164
ANEXO C: RESULTADO DE SATURACIÓN DE LOS TC's.....	180
ANEXO D: DISEÑO DEL NUEVO ESQUEMA DE PROTECCIONES.....	205
ANEXO E: LIMITES DE PROTECCIÓN Y AJUSTES.....	208
ANEXO F: PROPUESTA DEL SISTEMA DE PROTECCIONES.....	219
ANEXO G: DATOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO.....	224

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Elementos de un sistema de protección.....	9
Figura 1.2 Zonas protegidas del sistema de potencia.....	11
Figura 1.3 Protección Diferencial.....	13
Figura 1.4 Curva de capacidad del generador.....	14
Figura 1.5 Conexión a tierra de un generador a través de un transformador de distribución.....	16
Figura 1.6 Superposición del relé 59N con el de tercera armónica 27TN.....	18
Figura 3.1 Curva típica de excitación para un TC multirelación de clase C.....	64
Figura 3.2 Determinación de la pendiente de saturación.....	67
Figura 5.1. Ajuste del relevador de impedancia tipo mho en el plano R-X.....	93
Figura 5.2. Coordinación del Relé de Impedancia.....	94
Figura 5.3. Segundo esquema de protección contra pérdida de excitación.....	95
Figura 5.4 Curva de capacidad de la “Fase AB”.....	98
Figura 5.5 Curva de capacidad de la “Fase AB” con ajustes función 40.....	98
Figura 5.6 Redes de secuencia para la falla fase-fase.....	100
Figura 5.7 Pendientes de operación de la protección diferencial.....	101
Figura 5.8 Redes de secuencia para la falla a tierra.....	103
Figura 5.9 ajuste típico del relé 51V con restricción de tensión.....	110
Figura 5.10 cálculo de la corriente mínima de falla.....	111
Figura 5.11 secuencia de tiempo para la protección contra fallo del interruptor.....	117
Figura 5.12 Curva de capacidad de la “Fase C”.....	125
Figura 5.13 Curva de capacidad de la “Fase C” con ajustes función 40.....	125

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Valores del despacho de generación.....	50
Tabla 2.2 Falla Monofásica de la fase AB.....	55
Tabla 2.3 Falla Trifásica de la fase AB.....	55
Tabla 2.4 Falla Monofásica de la fase C.....	56
Tabla 2.5 Falla Trifásica de la fase C.....	56
Tabla 2.6 Falla Monofásica de la fase AB.....	56
Tabla 2.7 Falla Trifásica de la fase AB.....	57
Tabla 2.8 Falla Monofásica de la fase C.....	57
Tabla 2.9 Falla Trifásica de la fase C.....	57
Tabla 3.1 Datos de la Curva de Saturación de los TCs de la Fase AB.....	68
Tabla 3.2 Datos de la Curva de Saturación de los TCs de la Fase C.....	68
Tabla 3.3 Especificaciones de los TCs para protección de la Fase AB.....	70
Tabla 3.4 Especificaciones de los TCs para protección de la Fase AB.....	71
Tabla 5.1 Puntos De La Curva De Daño Del TE.....	122
Tabla 5.2. Resultado De La Coordinación.....	135
Tabla 6.1 Fabricante SIEMENS Relé-Siprotec.....	139
Tabla 6.2 Fabricante ABB Relé-Numérico.....	139
Tabla 6.3 Instalación Y Mano De Obra.....	141
Tabla 6.4 Costo Directo Total.....	141
Tabla 6.5 Costo Indirecto Total.....	141
Tabla 6.6 Inversión Inicial.....	142
Tabla 6.7 Fallas Anuales.....	142
Tabla 6.8 Proyección Costo-Beneficio Utilizando El Sistema Actual.....	145
Tabla 6.9 Proyección Costo-Beneficio Con El Nuevo Sistema.....	146
Tabla 6.10 Recuperación De La Inversión.....	146
Tabla E.1 Capacidad de sobrecarga.....	000
Tabla E.2 Múltiplos para la corriente de Inrush.....	000
Tabla E.3 Límites máximos para protección de sobrecorriente.....	000
Tabla E.4 Tiempo que soporta el equipo sin dañarse.....	000
Tabla E.5 Tipo de Curva ANSI.....	000
Tabla E.6 Puntos de la Curva ANSI.....	000
Tabla E.7 Factor ANSI de transformadores.....	000

## RESUMEN

Este proyecto de tesis presenta un estudio para la mejora del sistema de protección de la Central hidroeléctrica Paute-Molino con dispositivos de protección de última tecnología, debido principalmente a que al central no cuenta con una filosofía de respaldo en el sistema de protección, y a que al ocurrir una condición anormal o falla en el sistema o elemento protegido el despeje de esa condición no se lo realiza en tiempos cortos causando un daño mayor al elemento protegido en comparación con los dispositivos de última tecnología, como son los microprocesados que presentan tiempos de operación muy cortos 4 a 5 ms. Otro aspecto a considerar es que al presentarse alguna falla en los relevadores de la central éstos deben ser reparados en el lugar, causando pérdidas económicas a la empresa ya que toma tiempo el reparar el dispositivo de protección y un paro a la unidad generadora.

También se presenta en este proyecto todos los parámetros necesarios como son las características de los equipos, el estado de los transformadores de corriente, flujos de potencia y cortocircuitos, éstos dos últimos son obtenidos mediante el software computacional Power Factory 14.0 de Digsilent, el cual permite simular a la central considerando datos reales ante diferentes situaciones de demanda y generación. Todos estos datos sirven de base para la selección de los nuevos dispositivos de protección y para evaluar la situación actual en la que se encuentra el sistema analizado.

En el Capítulo 1 se da a conocer todos los elementos que intervienen en un sistema de protección y las funciones de protección necesarias para proteger a un sistema de potencia (generadores, transformadores y líneas de transmisión) ante cortocircuitos y condiciones anormales como las perturbaciones del sistema.

En el Capítulo 2 se realiza una descripción del sistema de protección existente de cada etapa de construcción de la central Molino, se realiza el levantamiento de información de cada equipo a proteger y los análisis de flujos de potencia y cortocircuitos para éste sistema.

El Capítulo 3 desarrolla un análisis a los transformadores de corriente mediante el software “CT Saturation Calculator” de NXT-Phase para determinar el estado (saturación) de los TC’s ante corrientes de falla máxima. También se da a conocer el sistema de protección aplicado a los servicios auxiliares.

En el Capítulo 4 se realiza el nuevo diseño del sistema de protección y la elección del dispositivo de protección que cumpla con lo establecido en los capítulos desarrollados anteriormente y se da a conocer las características que tienen los nuevos dispositivos de protección

En el Capítulo 5 comprende los ajustes y coordinación de cada función de protección basada en los análisis del capítulo 2 (cortocircuitos y flujos de carga), en normas técnicas y por recomendaciones realizadas por parte de los fabricantes de relés.

El Capítulo 6 realiza el estudio económico del presente proyecto, el mismo que permite determinar su viabilidad y toma de decisiones.

Como resultado a los análisis desarrollados en este proyecto en el Capítulo 7 se presenta las conclusiones y recomendaciones, también se da a conocer con una breve descripción los procesos de implementación de los nuevos dispositivos de protección.

# **CAPÍTULO 1**



## **CAPÍTULO 1: GENERALIDADES.**

### **1.1 INTRODUCCION.**

El presente capítulo da a conocer los aspectos generales y las principales propiedades de un sistema de protección en un sistema eléctrico de potencia.

Una protección de cualquier sistema eléctrico trata de reducir el efecto de las fallas puntuales y generales, de manera que la indisponibilidad por falla sea mínima. Adicionalmente partiendo del hecho que no es posible evitar las fallas en el sistema eléctrico de potencia (SEP), lo primero que se trata es de reducir los efectos, con lo que se garantiza mejor la disponibilidad en forma directa.

Las protecciones pueden ser un relevador, un fusible, etc., y es colocado para proteger a una parte del sistema de potencia o a un equipo; esa cobertura es denominada zona de protección o zona de selectividad de protección. La primera defensa es hecha a través de la protección principal, y en segunda instancia por la protección secundaria o de retaguardia. En algunos casos se pueden agregar protecciones de respaldo o redundante, que pueden ser réplicas de la protección principal.

Las zonas de protección de los relés están delimitadas por los elementos sensores, constituidos por los TC's, TP's, además de los interruptores.

La protección de sistemas eléctricos han experimentado un desarrollo en forma acelerada, en los últimos años; se ha visto el desarrollo y aplicación a gran escala de relevadores estáticos, digitales y numéricos, mediante estos dispositivos, los sistemas eléctricos de potencia han mejorado y son cada vez más confiables y para obtener estos resultados, hay que tomar en consideración las características de los mismos y la tecnología o tipo de relevador a colocar.

## 1.2 ANTECEDENTES.

Todo sistema eléctrico de potencia durante su operación, puede estar expuesto a diferentes condiciones anormales de funcionamiento, originadas por aspectos relacionados en el propio sistema, o por elementos externos al mismo. Algunos de los factores que producen condiciones anormales de operación, pueden ser los siguientes.

- Sobrecarga en los elementos del sistema.
- Cortocircuito.
- Falla de aislamiento.
- Sobretensiones por descargas atmosféricas u otras.
- Operación por interruptores.
- Arcos eléctricos por efecto de contaminación.
- Elementos extraños en la instalación (animales pequeños, objetos, etc).
- Resistencia mecánica de diseño.
- Vandalismo y errores humanos.

La protección en los SEP es fundamental en un mundo donde la tecnología electrónica-digital domina y su adecuado funcionamiento depende del correcto suministro de energía eléctrica, el cual solo puede garantizarse si las líneas de transmisión, generadores, transformadores y barras se encuentran perfectamente protegidos.

La técnica de la protección en sistemas de potencia ha tenido que experimentar un desarrollo acelerado, originado por el crecimiento constante y avanzado de la población, esto hace necesario el uso de relés independientes y autosuficientes para controlar a los interruptores de potencia; por tal motivo los sistemas eléctricos deberán ser de mayor calidad, para poder garantizar un rendimiento confiable y seguro.

## **1.3 MARCO TEORICO.**

### **1.3.1 Transformadores De Instrumentos.**

Se denominan así genéricamente, debido a que indistintamente alimentan a instrumentos de medición, de protección, o ambos. Se clasifican según la variable que manejan, pueden ser de corriente o voltaje. Interesan de estos dispositivos principalmente: principios de operación, cargas, precisión, número de devanados de conexión.

#### **1.3.1.1 Transformadores de Corriente (TC).**

La función del Transformador de Corriente es reproducir en su devanado secundario una corriente que sea proporcional a la corriente primaria. El TC convierte corrientes primarias en un intervalo de kiloamperes a corrientes secundarias en un intervalo de 1 a 5 amperes por conveniencia de medición y protección. Por tanto, se han de adaptar a las características de la red: tensión, corriente y frecuencia. Se definen por su razón de transformación, potencia y clase de precisión.

Un TC de protección ha de tener su punto de saturación alto, de tal manera que permita medir, con suficiente precisión, una corriente de defecto para una protección cuyo umbral de disparo sea muy elevado. Hay que advertir que el relevador asociado a ellos debe ser capaz de soportar sobrecorrientes importantes.

Un TC de medida necesita una precisión muy buena en el margen próximo a la corriente nominal; en cambio, no es necesario que los aparatos de medida soporten corrientes tan importantes como los relevadores de protección. Es por eso que los TC de medida pueden funcionar de mejor manera que los TC de protección; ya que los primeros mencionados poseen un Factor de Seguridad (FS) máximo, que sirven para evitar sobrecargar fácilmente los aparatos de medida.

### **1.3.1.2 Transformadores de Potencial (TP).**

Son los transformadores de medida utilizados para reducir los voltajes primarios del SEP (normalmente del orden de los kV) a voltajes secundarios de rangos normalizados (110 a 120 V) para la operación de los relevadores, en forma directamente proporcional.

El Transformador de Potencial de manera similar que un transformador de potencia tiene la finalidad de cambiar el nivel de voltaje. El TP se define en términos de la máxima carga que es capaz de entregar sin exceder los límites de error de razón y de ángulo especificados; esto significa que la carga que es capaz de servir, sin exceder los valores permitidos de aumento de temperatura, puede llegar a ser hasta diez veces superior a su carga nominal.

De manera ideal, el secundario del TP debe estar conectado a un dispositivo sensor de voltaje con impedancia infinita, de modo que todo el voltaje secundario del TP se aplica al dispositivo sensor. En la práctica, el voltaje secundario se divide a través del dispositivo sensor de alta impedancia y las impedancias de dispersión serie del TP. Estas impedancias de dispersión se mantienen bajas a fin de reducir las caídas de voltaje y las diferencias de ángulo de fase del primario al secundario.

### **1.3.2 Relevadores de Protección.**

Son los dispositivos que reciben la información proveniente de los TC's y TP's, o de ambos. Pueden discriminar condiciones normales y anormales de operación del sistema; al detectar condiciones anormales, operan abriendo o cerrando contactos que en forma directa o indirecta habilitan los circuitos de apertura de los interruptores de potencia aislando del sistema las fallas ocurridas en los elementos. Existen varios tipos de relevadores o relés según su tecnología y son:

**a) Relés Electromecánicos.**

Son los primeros relés empleados en la industria eléctrica. Estos relés se basan en la fuerza de atracción mecánica ejercida por el flujo de una corriente de falla a través de los bobinados, es decir; la corriente generada en la bobina imanta el núcleo y atrae al brazo móvil venciendo la resistencia del resorte por lo que los contactos se unen y se cierra el circuito de alto voltaje, cuando cesa la aplicación de voltaje a la bobina el resorte separará los contactos por lo que el circuito quedará interrumpido.

Debido a la naturaleza de su principio de funcionamiento, los relés electromecánicos son relativamente más pesados y más voluminosos que los relés construidos con otras tecnologías.

**b) Relés Estáticos.**

Llamado también relé de estado sólido (SSR, Solid State Relays), es un dispositivo de conmutación electrónico que realiza la conexión y desconexión, con ausencia de contactos móviles en su interior.

Operan mediante circuitos lógicos de estado sólido como transistores, diodos, resistores, capacitores, etc. Son aplicados de manera idéntica a los electromecánicos pero presentan mayor operacionalidad, permitiendo no solo mejorar la atenuación de los esquemas de protección tradicionales, sino esquemas de protección más avanzados.

En este tipo de relé las funciones de comparación y medición son realizadas por circuitos estáticos y permiten ser utilizados para una o múltiples funciones. Fueron construidos en los inicios de los 60's.

**c) Relés Digitales.**

Esta tecnología se dio inicio en los 80's. Dentro de las características de estos relés destacan su diseño compacto y grandes funcionalidades de protección, control, monitoreo y medida.

Reportan eventos en un tiempo no mayor de un segundo desde su ocurrencia hasta que la falla es conocida en el centro de control, tiene la capacidad de acoplarse a un sistema automatizado a través de protocolos de comunicación, así como también, el almacenamiento de datos en una memoria volátil que aun existiendo una pérdida de alimentación éstos permanecerán en el dispositivo, además presentan capacidad de almacenamiento de información analógica y digital y puede realizar análisis oscilográfico de la falla.

Poseen todas las funcionalidades de protección ofreciendo una gran selectividad en las áreas de protección. Los relés poseen lógica de auto chequeo y diagnóstico, con contacto para alarma externa en caso de falla interna e indicación luminosa en el relé.

**d) Relés Numéricos.**

Se basan exclusivamente en la técnica de microprocesadores. Estos aparatos representan la generación más potente y moderna de los aparatos de protección, caracterizados por sus capacidades como son, relacionar enlaces matemáticos de valores de medida, procesar operaciones aritméticas y adoptar decisiones lógicas.

Los relés numéricos ofrecen la precisión y superioridad de la técnica digital de protección frente a dispositivos de protección convencionales, y se caracterizan por las siguientes propiedades:

- ◆ Elevada precisión de medida gracias al procesamiento digital de los valores de medida.
- ◆ Indicación de fallas mediante LEDs.

- ◆ Márgenes extremadamente amplios del voltaje de alimentación, gracias a su etapa de alimentación universal de amplio margen.
- ◆ Márgenes de ajuste muy grandes con escalonamiento de ajuste muy pequeño.
- ◆ Intercambio de datos con técnica de comunicaciones gracias a una interface serie, que se puede montar a posteriori.
- ◆ Medición de valor efectivo real.
- ◆ Tiempos de respuesta sumamente rápidos.

La utilización de tecnología digital en las protecciones de sistemas eléctricos proporciona la reducción de la complejidad de proyectos eléctricos, pero tiene que ver con dos elementos de suma importancia: el software y la comunicación.

### **1.3.3 Elementos de Interrupción.**

#### **1.3.3.1 Circuit Breakers.**

Los circuit breakers o interruptores son los elementos del sistema eléctrico de potencia que al ser comandados por los relevadores o por los operadores del sistema, cumplen la función de aislar equipos desconectándolos del sistema. Estos elementos se caracterizan por que operan bajo condiciones de carga normal y para condiciones de sobrecarga en cortocircuito.

Al producirse la apertura del interruptor, la característica principal originada es la presencia de un arco eléctrico cuya extinción se produce en la cámara de extinción en donde al abrirse los contactos del interruptor la energía producida se transforma en calor produciendo la extinción del arco, los interruptores se pueden dividir en los siguientes grupos:

- ◆ Grande y pequeño volumen de aceite.
- ◆ Neumáticos.
- ◆ Hexafluoruro de azufre SF<sub>6</sub>.
- ◆ Vacío.

### 1.3.3.2 Seccionadores.

Son dispositivos que sirven para conectar o desconectar secciones de una instalación eléctrica, desconectando circuitos bajo la tensión nominal pero sin ser atravesados por flujo de corriente, para abrir un seccionador siempre se debe abrir antes el interruptor correspondiente.

Los seccionadores están compuestos por una base metálica, columnas de aisladores que fijan el nivel de impulso y una especie de cuchilla formada por una parte móvil y una parte fija, que se encarga de recibir y presionar la parte móvil.

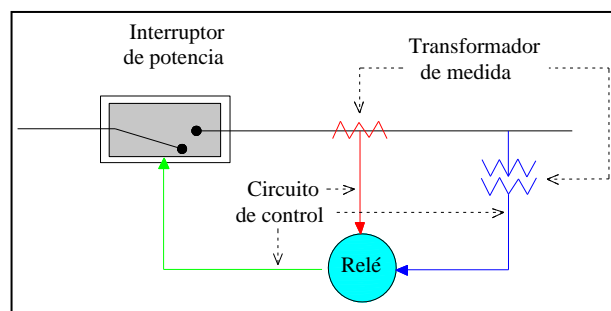


Figura 1.1 Elementos de un sistema de protección.

### 1.3.4 Características de un Sistema de Protección.

Para que un sistema de protección pueda realizar sus funciones en forma satisfactoria debe cumplir con las siguientes características:

- b. **Sensibilidad.**\_ Capacidad de detectar las variaciones más pequeñas en los parámetros dentro de la zona o elemento protegido.
- c. **Selectividad.**\_ Debe eliminar el elemento objeto de fallo y solamente éste.
- d. **Rapidez.**\_ Tiempo mínimo en el proceso de detección, selección y disparo.



- e. **Confiabilidad.**\_ Probabilidad de cumplir la función encargada sin fallar, durante un período de tiempo.
- f. **Obediencia.**\_ Probabilidad de que la protección opere correctamente, o sea que opere cuando corresponde que lo haga.
- g. **Seguridad.**\_ Probabilidad de que la protección no opere incorrectamente o cuando no deba de hacerlo.
- h. **Robustez.**\_ Capacidad de soportar durante años las condiciones adversas a que son sometidos.
- i. También deben tener un costo propio mínimo y una insensibilidad al medio ambiente.

## **1.4 FILOSOFIAS DE PROTECCION.**

### **1.4.1 Zonas de Protección.**

La filosofía general de la aplicación de la protección en un SEP, es dividir al sistema de potencia en zonas protectoras que puedan ser adecuadamente protegidas con mínima porción desconectada del sistema, es decir, si ocurre una falla en cualquier parte dentro de una zona, se emprenderá una acción para aislar la zona del resto del sistema. Las zonas están definidas para.

- ◆ Generadores o Unidad Generador – Transformador.
- ◆ Transformadores.
- ◆ Barras.
- ◆ Líneas de Transmisión, Subtransmisión y Distribución.
- ◆ Motores, Cargas Estáticas y Otros.

La figura 1.2 Muestra un ejemplo de la división del sistema de potencia en zonas de protección.

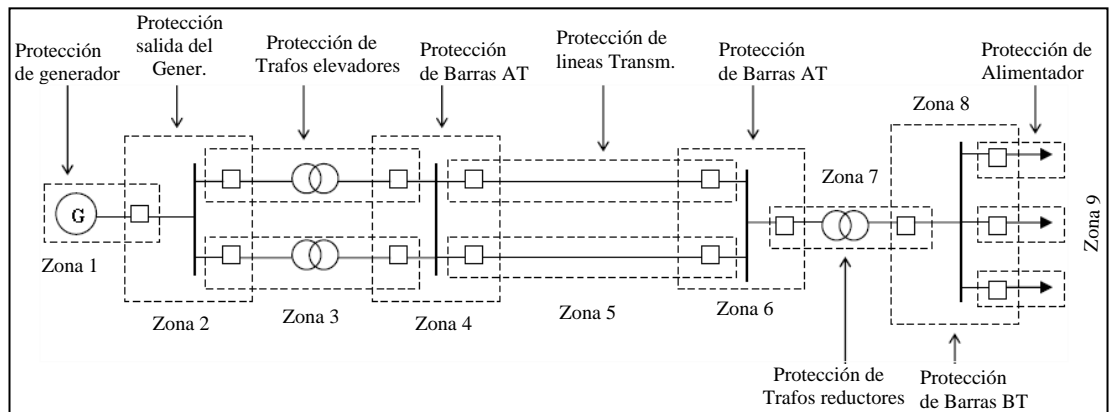


Figura 1.2 Zonas protegidas del sistema de potencia.

Las zonas protegidas tienen las características siguientes:

- ◆ Las zonas de protección adyacentes de dos elementos componentes del SEP se intersecan alrededor de un interruptor común.
- ◆ La intersección se lleva a cabo con dos conjuntos de transformadores de instrumentos y relevadores para cada interruptor.
- ◆ Para una falla en cualquier parte de una zona, los interruptores de esa zona se abren para aislar la falla.

Las zonas vecinas se intersecan para evitar la posibilidad de áreas no protegidas. Sin superposición, un área pequeña entre dos zonas vecinas no se localizaría en ninguna zona, por lo tanto, no estaría protegida.

Puesto que el aislamiento durante las fallas se lleva a cabo mediante interruptores, éstos deben insertarse entre el equipo en una zona y cada conexión al sistema. Es decir, los interruptores deben insertarse en cada región de superposición.

El objetivo primordial de realizar zonas de protección es para proveer una primera línea de protección. En caso que ocurran descuidos o fracasos en esta línea, se provee un respaldo o protección de último recurso para desconectar las zonas adyacentes que rodean la falla.

### **1.4.2 Protección Primaria.**

La protección primaria proporciona la primera línea de protección. Esta debe desconectar únicamente el elemento dañado. Al ocurrir una falla dentro de la zona de protección primaria, se debe abrir solo los interruptores dentro de esta zona.

En caso de que una falla no sea liberada por la protección primaria, actuará la protección llamada de “respaldo”, el cual generalmente desconecta una considerable porción del sistema.

### **1.4.3 Protección de Respaldo.**

Tanto los esquemas de protección, como el equipo asociado a ellos está sujeto a fallas y esto da por resultado que todos los elementos de potencia cuenten con protección de respaldo.

Algunas de las causas que contribuyen a la falla de la primera línea de protección pueden ser:

1. Falla de alimentación de corriente y voltaje a los relevadores debido a falla en los TCs o TPs y a los circuitos asociados con ellos.
2. Falla de alimentación de disparo de corriente directa.
3. Falla en el propio relevador.
4. Falla en el circuito de disparo del propio interruptor o en mecanismo de apertura.
5. Falla en el interruptor en sí.

## **1.5 PROTECCIONES EN SISTEMAS DE POTENCIA.**

### **1.5.1 PROTECCIÓN EN GENERADORES.**

### 1.5.1.1 Protección Diferencial (87G).

La protección diferencial es aplicada para proteger al generador contra cortocircuitos fase-fase que se originan en el devanado del estator, puede brindar protección contra cortocircuitos de fase a tierra dentro del embobinado del generador, esto dependerá del tipo de puesta a tierra que tenga la máquina, sin embargo cortocircuitos entre espiras de una misma fase pueden ser pasadas por alto.

La figura 1.3 muestra un esquema sencillo de una protección diferencial de una fase.

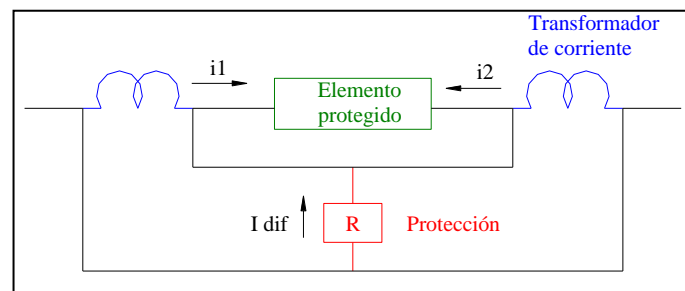


Figura 1.3 Protección Diferencial.

La protección diferencial está basada en una comparación de intensidades: durante el funcionamiento normal el relé no debe funcionar debido a que la corriente que entra en el objeto a proteger es igual a la corriente que sale ( $I_{dif} = |i_1 + i_2| = 0$ ), en la cual su zona de protección queda delimitada por la ubicación de los transformadores de corriente.

Ante fallas externas a la zona de protección, se pueden presentar corrientes altas a través de los transformadores de corriente, causando la saturación de alguno de ellos, lo cual podría activar la operación errónea de la protección diferencial; para evitar esta situación, se introduce la corriente de estabilización, que se deriva de la suma aritmética de los valores absolutos de la corriente:  $I_{estab} = |i_1| + |i_2|$ . Para lograr este cometido se utilizan relés diferenciales de pendiente porcentual que son muy sensibles a intensidades débiles y poco sensibles a intensidades grandes.

**1.5.1.2 Protección Contra Pérdida de Excitación (40G).**

La protección contra pérdida de campo tiene por función detectar una baja excitación y dar alarma antes de que la operación del generador se vuelva inestable.

Si el sistema de excitación del generador se pierde o es reducido, el generador absorbe potencia reactiva del SEP en lugar de suministrarla y opera en la región de subexcitación de la curva de capacidad haciendo que el generador puede operar como una máquina de inducción; si no es así, se perderá el sincronismo. Esto se puede apreciar en la figura 1.4 que muestra la curva típica de un generador.

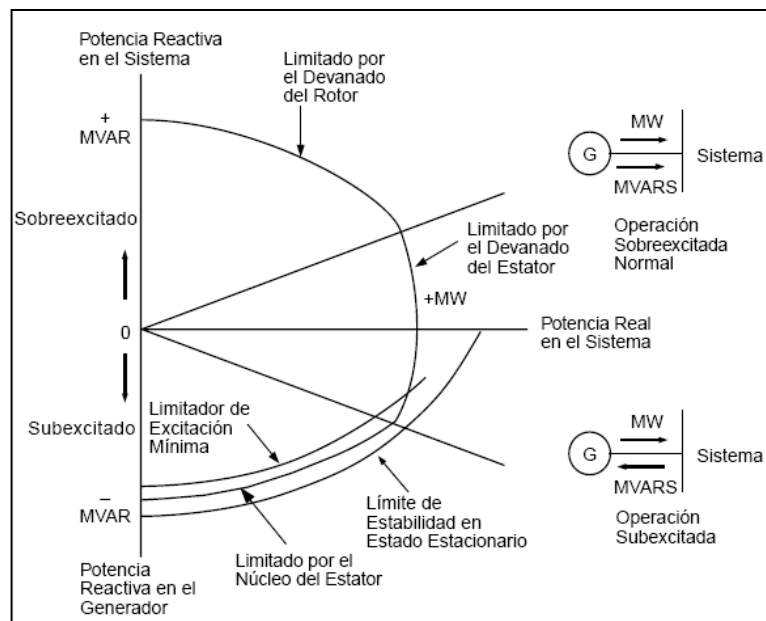


Figura 1.4 Curva de capacidad del generador.

La pérdida completa de excitación ocurre cuando la fuente de corriente directa del campo de la máquina es interrumpida. La pérdida de excitación puede ser causada por incidentes como circuito abierto del campo, corto circuito en el campo, disparo accidental del interruptor de campo, falla del sistema de control del regulador, pérdida de campo del excitador principal, pérdida de alimentación C.A. al sistema de excitación, entre otras.

El tiempo de daño a la máquina debido a las causas anteriores se puede dar en segundos, o incluso puede tomar varios minutos. Este depende del tipo de máquina, del tipo de pérdida de excitación, de las características del gobernador y de la carga del generador.

Pero no solo el generador se ve afectado por la condición de pérdida de excitación. El impacto de esta puede ser de gran importancia en el sistema de potencia debido a la pérdida de reactivos, lo que puede llevar a un colapso de tensión de una gran zona si no existe la suficiente potencia reactiva para satisfacer la demanda del generador al perder el sincronismo. Si la condición de falla permanece, pueden salir de servicio las líneas de transmisión debido al flujo excesivo de potencia reactiva dirigido hacia el generador.

Es por esto que debe emplearse una protección que detecte de forma confiable la condición de pérdida de excitación, sin responder a oscilaciones estables de potencia y a fallas o transitorios que no impliquen pérdida de excitación de la máquina.

Diferentes tipos de protecciones han sido utilizadas para detectar la pérdida de campo. Entre ellas se encuentran las que se basan en la medición de corrientes de campo y corrientes reactivas hacia el generador. No obstante el método más aceptado para la detección de la pérdida de un generador de campo es el uso de los relés de distancia para detectar la variación de la impedancia vista desde las terminales del generador.

### **1.5.1.3 Protección De Fallas A Tierra En El 95% Del Estator (59GN).**

Esta protección cubre los cortocircuitos monofásicos que suele darse en el arrollamiento del estator de una máquina trifásica. La protección contra fallas a tierra en el estator del generador basa su operación en la detección de voltaje en el neutro del propio generador. El voltaje en ese punto en condiciones normales es cero, excepto la componente de tercera armónica, que puede ser apreciable. El voltaje en el neutro del generador será más alto

cuanto más alejada del neutro se encuentre la falla. Inversamente, una falla a tierra en el propio neutro no podrá ser detectada por no producir voltaje, pero ese es el punto menos expuesto a falla por no estar sujeto a voltaje en operación normal.

El esquema de protecciones utilizado para fallas a tierra en el devanado del estator, depende del tipo de conexión a tierra del neutro del generador. Los métodos para aterrizar más conocidos son.

- ◆ Sólidamente conectado a tierra.
- ◆ Conectado a través de una pequeña impedancia (R o L).
- ◆ Conectado a tierra a través de una alta impedancia.
- ◆ Conexión a tierra resonante.
- ◆ No aterrizado.

La conexión a tierra a través de una alta impedancia es la más utilizada, ya que con esta se consigue limitar la corriente de falla a valores que no produzcan daños significativos al equipo. Esta conexión se hace por medio de un transformador de distribución con su primario unido al neutro y a tierra, con una resistencia ubicada en el secundario como se muestra en la figura 1.5. El transformador debe ser capaz de trabajar fuera de la zona de saturación para una falla fase a tierra con un voltaje a los terminales del generador igual a 105% del voltaje nominal.

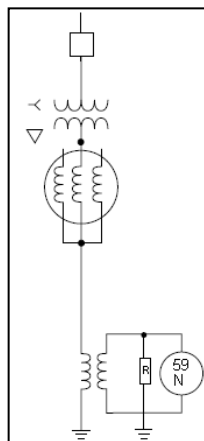


Figura 1.5 Conexión a tierra de un generador a través de un transformador de distribución.  
Fuente: Mejoramiento de la protección de generadores utilizando tecnología digital, Canadian Electrical Association.

El método de aterrizamiento por alta impedancia afecta el grado de protección proporcionado por los relés diferenciales. Cuando se tiene impedancia de puesta a tierra muy alta y la magnitud de la corriente de falla es muy pequeña es difícil detectar fallas de alta impedancia debido a que los relés diferenciales no responden a fallas monofásicas a tierra. Para estos casos se utiliza un relevador de sobrevoltaje con retardo de tiempo (59N) conectado a través de la resistencia de puesta a tierra que sirve para detectar el voltaje de secuencia cero.

El relevador que se usa para proteger contra fallas a tierra del estator, en este caso (59N) está diseñado para ser sensible al voltaje de frecuencia fundamental e insensible a voltajes de tercer armónica

#### **1.5.1.4 Protección Para Fallas En El 5% Del Devanado Del Estator (27TN).**

En generadores con impedancia aterrizada, una falla monofásica a tierra en el estator no requiere que la unidad sea puesta fuera de servicio. La impedancia de aterrizaje limita la corriente de falla a unos pocos amperios, una segunda falla en el estator puede, de alguna forma convertirse en un daño significativo a la unidad, es allí la importancia de detectar fallas aun aquellas que se encuentran al 5% de corriente del estator.

El esquema de protección con 59N o 64G es claro y confiable, sin embargo este relevador protege únicamente un 90-95% del devanado del estator. Por lo que una falla entre el 5 y 10% restante del devanado, es decir cerca del neutro, no produce suficiente voltaje residual de 60Hz. Por lo que es importante proveer a los generadores con un sistema de protección adicional contra fallas a tierra, para obtener una cobertura del 100% del devanado. Uno de los métodos es usar un relevador de bajo voltaje de tercera armónica.

Los componentes de voltaje de tercera armónica están presentes, en diverso grado, en el neutro de casi todas las máquinas, estos surgen y varían debido



a diferencias en el diseño, la fabricación, y la carga de la máquina. Este voltaje, de estar presente en suficiente magnitud, puede usarse para detectar fallas a tierra cerca del neutro. La Figura 1.6 ilustra la superposición de las funciones del 27TN (tercera armónica) y del 59N para proteger al 100% del devanado del estator.

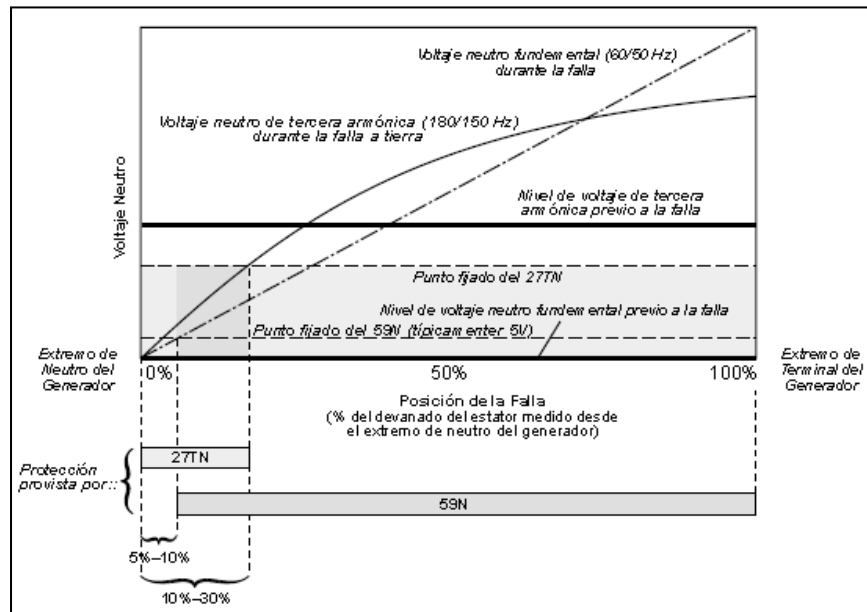


Figura 1.6 Superposición del relé 59N con el de tercera armónica 27TN.

Fuente: Mejoramiento de la protección de generadores utilizando tecnología digital, Canadian Electrical Association.

### 1.5.1.5 Protección Contra Fallas A Tierra Del Rotor (64R).

El arrollamiento de campo es un circuito alimentado en corriente continua y no tiene conexión a tierra, por tanto, un cortocircuito o contacto a tierra no ocasionará ningún daño ni afectará la operación del generador.

No obstante, la existencia de un cortocircuito a tierra incrementa la tensión a tierra en otros puntos del enrollado de campo cuando se inducen en éste tensiones debido a fenómenos transitorios en el estator. Como consecuencia, aumenta la probabilidad que ocurra un segundo cortocircuito a tierra. Si ocurre un segundo cortocircuito a tierra, parte del enrollado de campo estará cortocircuitado y la corriente en el resto se incrementará. Al cortocircuitarse parte del enrollado, debido a los dos cortocircuitos a tierra, se producirá un

desequilibrio del flujo en el entrehierro y esto originará un desequilibrio en las fuerzas magnéticas en ambos lados del rotor. Dicho desequilibrio puede ser lo suficientemente grande como para torcer el eje del rotor y hacerlo excéntrico. Debido a esta excentricidad surgen vibraciones causantes de la rotura de descansos de pedestal, lo que ha originado que el rotor raspe contra el estator. Esta clase de falla origina daños muy extensos y costosos de reparar y capaces de dejar las máquinas fuera de servicio por períodos muy largos.

Usualmente, se emplean sistemas de protección que detectan el primer cortocircuito a tierra que se produzca. Los tres métodos disponibles para localizar el primer cortocircuito a tierra en el campo de un generador tienen en común el hecho que emplean el punto del cortocircuito a tierra para cerrar un circuito eléctrico en que el relé de protección forma parte de ese circuito.

- ◆ **Método potenciométrico.** Este sistema abarca una resistencia con una derivación central, la que se conecta en paralelo con el enrollado principal del campo. La derivación central de la resistencia se conecta a tierra mediante un relé de sobretensión. Todo cortocircuito a tierra en el enrollado del campo originará una tensión mediante los terminales del relé. Dicha tensión será máxima para cortocircuitos que ocurran en los extremos del enrollado del campo, y se reducirá a cero para cortocircuitos en el centro del enrollado. La desventaja de este sistema radica en que existirá una zona de insensibilidad para cortocircuitos en el centro del enrollado de campo. Para conseguir detectar un cortocircuito en esta posición, se suele desplazar la derivación central mediante una botonera o interruptor. La principal ventaja de este sistema es su simplicidad y el hecho que no necesite una fuente auxiliar.
- ◆ **Método de inyección de corriente alterna.** Este sistema abarca un transformador de fuente auxiliar e c.a. y su funcionamiento implica que un extremo del primario de este transformador se conecta a tierra y el otro extremo se conecta vía en relé de sobretensión y un

condensador en serie a uno de los extremos del enrollado principal de campo. Al tener lugar un cortocircuito a tierra el circuito del relé se completa, siendo la corriente a través del relé independiente de la tensión de la excitatriz y solamente una función de la resistencia en el punto del cortocircuito. Este sistema carece de zona de insensibilidad, pero posee la desventaja que siempre tiene lugar una pequeña corriente de fuga que circula como consecuencia de la capacidad entre el enrollado de campo y masa del rotor, la que está conectada a tierra, y que puede tener consecuencias perjudiciales en los descansos de la máquina. La otra desventaja es que si llega a perderse la alimentación auxiliar de c.a. la protección se torna inoperativa.

- ◆ **Método de inyección de corriente directa.** Este sistema es similar al de inyección de c.a. y abarca un transformador /puente rectificador. El polo positivo de salida del puente se conecta a tierra, mientras que el polo negativo se conecta vía relé y al polo positivo del enrollado principal de campo. Este sistema posee todas las ventajas del de inyección de c.a., sin la desventaja de la circulación de las corrientes de fuga mediante los descansos del rotor.

#### **1.5.1.6 Protección De Sobrecorriente En El Campo (76 y 59F).**

Estas funciones detectan sobrecorrientes en el devanado de campo, midiendo directamente la corriente DC (función 76) o midiendo el voltaje de excitatriz (función 59F).

Un cortocircuito en el devanado del campo genera una sobrecorriente que circula a través del devanado y además produce vibración. Estas consecuencias son peligrosas y por ende un dispositivo de protección debería conducir al disparo de la turbina, y de los interruptores de campo y de unidad. Por otro lado, una perturbación prolongada en el sistema puede ocasionar un incremento en la corriente de campo sobre los límites permitidos, se debe tener un tiempo suficiente para evitar producir la

operación de las protecciones y por tanto la salida injustificada de la unidad ante esta anomalía, ya que se asumiría una falla en el rotor.

Entonces se presenta una problemática en cuanto al tiempo de operación de los relés, considerando que en unidades grandes es muy importante retardar la salida del generador el mayor tiempo posible, ya que esta podría causar problemas de estabilidad en el sistema e incluso el colapso parcial o total del mismo.

#### **1.5.1.7 Protección De Desbalance De Corriente ó Corriente De Secuencia Negativa (46G).**

Protege al generador contra toda clase de corrientes asimétricas que causan corrientes de doble frecuencia y calentamiento en el rotor.

Para condiciones de sistema balanceado con flujo de corriente de secuencia positiva únicamente, un flujo en el aire gira en la misma dirección y en sincronismo con el devanado de campo sobre el rotor. Durante condiciones desbalanceadas, se produce la corriente de secuencia negativa. La corriente de secuencia negativa gira en la dirección opuesta a la del rotor. El flujo producido por esta corriente visto por el rotor tiene una frecuencia de dos veces la velocidad síncrona como resultado de la rotación inversa combinada con la rotación positiva del rotor.

El calentamiento por secuencia negativa más allá de los límites del rotor resulta en dos modos de falla. Primero, las ranuras son sobrecalentadas al punto donde ellas se recosen lo suficiente para romperse. Segundo, el calentamiento puede causar que los anillos de retención se expandan y floten libres del cuerpo del rotor lo que resulta en arqueos en los soportes. En máquinas pequeñas, la falla ocurre primero en los soportes y en máquinas grandes, la ruptura de las ranuras después de que han sido recocidas por sobrecalentamiento ocurre primero.

Ambos modos de falla dan como resultado un significativo tiempo fuera del equipo por reparaciones al cuerpo del rotor.

#### **1.5.1.8 Protección Contra Sobreexcitación del Generador (24G).**

Se expresa como Volt/Hz, la sobreexcitación se da cuando la relación tensión a frecuencia aplicada a los terminales del equipo exceda un límite establecido o el límite de diseño.

Cuando la relación de Volt/Hz es excedida, puede ocurrir la saturación del núcleo magnético del generador o transformador conectado, induciéndose flujo de dispersión en componentes no laminados, los cuales no están diseñados para llevar flujo; el daño puede ocurrir en segundos. Es una práctica general el proporcionar relés de Volt/Hz para proteger generadores y transformadores de estos niveles excesivos de densidad de flujo magnético. Típicamente, esta protección es independiente del control Volt/Hz en el sistema de excitación. No puede confiarse en la protección Volt/Hz para detectar todas las condiciones de sobretensión. Si la sobretensión es resultado de un incremento proporcional en la frecuencia, el relé de Volt/Hz ignorará el evento debido a que la relación Volts a Hertz no ha cambiado. Es práctica general el proporcionar una protección de sobretensión para alarmar, o en algunos casos, disparar los generadores por estos altos niveles de esfuerzos eléctricos.

El relé de sobreexcitación funciona de manera similar a uno de sobrecorriente, sino que el parámetro que considera para operar ya no es la corriente, sino la relación V/Hz. Existen dos tipos de relés V/Hz, los de tiempo definido y los de tiempo inverso. Utilizando cualquiera de los dos, o los dos, se debe evitar que los equipos operen por encima de su curva de capacidad de corta duración.

### **1.5.1.9 Protección Contra Motorización ó De Potencia Inversa (32G).**

El fenómeno de motorización ó potencia inversa del generador se presenta cuando la potencia activa de entrada de la turbina se reduce hasta el punto que no llega a cubrir las pérdidas eléctricas ( $I^2R$ ) y mecánicas (fricción) en el generador, entonces la máquina reemplaza estas pérdidas absorbiendo potencia real del sistema para mantener al generador en sincronismo, y de esta manera se convierte en un motor síncrono. Otra razón puede ser la pérdida repentina de la fuente de energía motriz cuando el generador sigue conectado al SEP.

En las turbinas hidráulicas bajo condiciones de motorización, puede presentarse el fenómeno de cavitación en la parte posterior de las paletas que se ven afectadas cuando un chorro de baja presión las golpea, cuando el rotor gira a una velocidad mayor a la proporcionada por los inyectores.

El relé de potencia inversa debe ser extremadamente sensible ya que en algunos generadores, especialmente los hidráulicos, requieren de potencias de motorización muy pequeñas (menores al 1% de la potencia nominal) y considerando que la parte de esa potencia puede ser provista por la turbina, el porcentaje de potencia que debe ser detectada por el relé es aún menor.

### **1.5.1.10 Protección De Respaldo De Fase (51V o 21).**

Principalmente detecta las fallas, entre fases y trifásicas, exteriores a la unidad y dispara con demora en caso de que esas fallas no hayan sido libradas a tiempo por relevadores más próximos. Adicionalmente la protección de respaldo de fases puede detectar fallas dentro de la unidad sirviendo de respaldo a las protecciones diferenciales del generador y del transformador.

Es posible que la protección de respaldo de fases vea algunas fallas a tierra en el sistema de alta tensión, debido a la conexión delta-estrella del

transformador elevador, provocando que se reflejen en el lado de baja tensión como fallas entre fases.

El tipo de relevador de respaldo de fase que se utilice dependerá del tipo de protección de los circuitos adyacentes, de tal manera que si los circuitos adyacentes tienen protección de sobrecorriente de tiempo inverso, deberá utilizarse un relevador de sobrecorriente de tiempo inverso con restricción de voltaje o voltaje controlado 51V. Pero si los circuitos adyacentes tienen protecciones de distancia, entonces deberá utilizarse el relé de tipo de distancia 21.

Se recomienda utilizar relevadores que basan su operación en sobre corriente para respaldar líneas protegidas con relevadores de sobre corriente direccionales y usar relevadores de distancia para dar respaldo a líneas equipadas con protección de distancia.

#### **1.5.1.11 Protección De Sobrevoltaje (59G).**

La protección de sobrevoltaje se utiliza principalmente para proteger a los equipos eléctricos conectados a los terminales del generador, contra voltajes que pueden estar por encima de un máximo tolerable y puede transcender en daños térmicos al núcleo debido a la densidad de flujo excesivo en el circuito magnético.

La protección contra sobrevoltaje en el generador es empleada principalmente contra las siguientes eventualidades:

- ◆ Falla en el regulador de voltaje AVR.
- ◆ Variación o pérdida de su señal de voltaje que es tomada como referencia.
- ◆ Pérdida súbita (total o parcial) de carga en el generador.
- ◆ Salida del generador por rechazo de carga.
- ◆ Exceso de potencia reactiva recibida del sistema, o sea excitación de líneas de alta tensión fuera del rango de control del AVR.

Una variante del segundo caso es el rechazo de carga con líneas de transmisión conectadas a la unidad, en el cual el exceso de potencia reactiva se combina con una sobrevelocidad y el sistema de excitación puede perder el control de voltaje.

#### **1.5.1.12 Protección De Bajovoltaje (27G).**

Esta función protege principalmente a los equipos (sistemas auxiliares) conectados al generador, contra reducciones de voltaje que pueden derivar en condiciones inapropiadas de operación, sobre todo de motores y bombas. Pueden también ser utilizados como criterio para la separación de carga y estabilidad de voltaje en caso de colapso. Las principales consecuencias de tener un bajo voltaje se dan por:

- ◆ Proximidad de fallas.
- ◆ Pérdida de un generador en el sistema.
- ◆ Demanda se incrementa.
- ◆ Fallas en el AVR.

También suele ser utilizado como elemento de bloqueo para otras protecciones, como la protección de falla de campo, o la protección contra energización inadvertida del generador, donde el bajo voltaje está relacionado con los fenómenos que se presentan directa o indirectamente.

#### **1.5.1.13 Protección Contra Frecuencia Anormal (81G O/U).**

Los problemas ocasionados cuando se trabaja a frecuencias anormales, pueden ocasionar reducción en la capacidad del generador. Las variaciones de frecuencia se dan principalmente por la pérdida de una carga grande o por la salida de operación de una línea que transmitía gran cantidad de potencia. En este caso el torque mecánico impuesto por la turbina es mayor al torque eléctrico de la carga, produciendo un incremento en la velocidad del rotor y por tanto un aumento en la frecuencia. También la variación de



frecuencia suele darse por sobrecargar un generador debido a la pérdida de otro generador en el sistema de potencia. En este caso, el generador operará a una frecuencia menor a la nominal debido a que el torque eléctrico de la carga es mayor al torque mecánico de la turbina lo que resulta en un torque de desaceleración.

En resumen, las frecuencias anormales son en principio indicativas de un desbalance entre carga y generación. Si existe más potencia de demanda que potencia generada, la frecuencia tenderá a decaer; por el contrario, si existe más potencia generada que potencia de demanda, la frecuencia tenderá a aumentar.

Son usadas en las máquinas síncronas para contrarrestar los efectos en la operación a baja o sobre frecuencia o por desprendimientos de carga, en el evento de una sobrecarga.

Las partes principales de una planta generadora que son afectadas por la operación a frecuencia anormal son el generador, transformadores elevadores, turbina y las cargas auxiliares de la subestación.

#### **1.5.1.14 Protección Contra Energización Inadvertida (50/27).**

Se utiliza para evitar o limitar el daño que puede ser producido cuando un generador es energizado mientras está fuera de línea, o en rotación pero todavía no sincronizado, ya que actuaría como motor de inducción y el principal problema son las altas corrientes inducidas en el cuerpo del rotor debido a la diferencia entre la velocidad del flujo magnético en el estator y la velocidad del rotor. Si el voltaje de energización es máximo, el eje puede sufrir daños debido al gran impacto del torque eléctrico en el instante de la energización. Algunas de las causas que provocan este evento son las siguientes:

- ◆ El cierre de los interruptores del generador o de una subestación con la máquina en reposo.

- ◆ El cierre de los interruptores de alto voltaje cuando la máquina no ha alcanzado la velocidad síncrona.
- ◆ Energización a través del transformador de servicios auxiliares por cierre accidental de los interruptores de servicios auxiliares.

Algunas de las protecciones, que podrían operar en caso de una energización inadvertida del generador se listan a continuación:

- ◆ Protección de potencia inversa 32. Es calibrada para operar al 50% de la potencia de motorización, que es la potencia que consume el generador cuando trabaja como motor.
- ◆ Protección de secuencia negativa 46. Las altas corrientes de secuencia negativa que aparecen en el estator cuando la energización inadvertida es monofásica o bifásica, pueden ser detectadas por este relé, y por tanto producir el disparo en caso de que se supere el límite impuesto por la curva de capacidad, pero es insensible ante una energización trifásica.
- ◆ Protección contra pérdida de excitación 40. El generador al trabajar como motor de inducción, absorbe potencia reactiva del sistema. Esta condición es detectada por el relé 40, que es ajustado para medir la impedancia hacia el interior del generador en una condición parecida en donde la potencia reactiva también fluye desde el sistema hacia el generador.
- ◆ Protección de distancia 21. El generador al actuar como motor induce corrientes en el cuerpo del rotor cuya trayectoria es similar a aquellas inducidas por las corrientes de secuencia negativa en el estator, dando lugar a una impedancia de secuencia negativa. La zona de reserva del relé 21, puede ser ajustada con el valor de impedancia de secuencia negativa y así poder detectar la energización accidental.
- ◆ Protección de restricción de voltaje 51V. Es calibrada para operar cuando la corriente que circula por el estator está entre 125% y 170% de la corriente nominal, y el voltaje es inferior al 80% del voltaje nominal. En la energización trifásica del generador, la

corriente inicial puede incrementarse desde uno a cuatro veces la corriente nominal y el voltaje descender por debajo del 70% del nominal, operando así el relé 51V.

Otra opción para proteger al generador contra una energización accidental trifásica, es el uso de un relé de sobrecorriente direccional (67) que es supervisado por un relé de bajo voltaje para producir un disparo cuando la corriente fluya desde el sistema hacia el generador. Este relé debe ser implementado de tal forma que no quede deshabilitado cuando el generador esté fuera de servicio.

La operación de la protección 67 debe disparar el interruptor de unidad, el interruptor de campo y los interruptores de servicios auxiliares.

#### **1.5.1.15 Protección Contra Pérdida De Sincronismo (78).**

Los generadores se encuentran protegidos contra la pérdida de sincronismo de manera indirecta por el impulsor o gobernador ya que no se permite que existan excesos de velocidad por los daños que se pueden presentar en las partes mecánicas, por lo que se usan normalmente relevadores de sobrecorriente que alertan o se disparan en caso de que persista el fenómeno.

En caso que se dé la pérdida de sincronismo las consecuencias de la operación del generador son:

- ◆ Altas corrientes en el estator.
- ◆ Operación a una frecuencia distinta a la normal (como generador de inducción).
- ◆ Daño en el eje debido a torques transitorios asociados con el deslizamiento que aparece por las corrientes pulsantes en el estator en cada ciclo.

- ◆ Daños en los devanados amortiguadores por corrientes inducidas en estos debidos a la diferencia entra la frecuencia de flujo magnético del estator y la velocidad de giro del rotor.

No es usual proporcionar protección contra la pérdida de sincronismo o contra salida de paso en un generador manejado por un primo motor. No es probable que un generador pierda el sincronismo con otros generadores en la misma central a menos que pierda la excitación, para la que por lo general se provee la protección específica. Si una central tiene uno o más generadores, y si ésta pierde el sincronismo con otra central, el disparo necesario para separar los generadores que están fuera de paso se hace por lo general en el sistema de transmisión que las interconecta.

#### **1.5.1.16 Protección Contra Sobrecalentamiento Del Generador 49G.**

Producido por una sobrecarga, por un cortocircuito o también puede ser dado por la falla del sistema de enfriamiento. Es usual la protección contra sobrecalentamiento del generador por medio de relés de tipo imagen térmica diseñados de manera de reproducir las condiciones de calentamiento que originan las corrientes estáticas o rotóricas y que al llegar a una cierta temperatura de ajuste cierra sus contactos. En función protege a unidades de cualquier rango de potencia y capacidad térmica. Este monitorea el aumento de temperatura y no de temperatura absoluta. Por tanto no toma en cuenta ni la temperatura ambiente ni la efectividad del sistema de enfriamiento.

#### **1.5.1.17 Protección De Equilibrio De Tensión (60).**

La protección contra desbalance de voltaje, tiene como función principal detectar fallas en los TP's conectados al generador, que envían las señales de voltaje a algunos relevadores y a otros dispositivos como el regulador de voltaje. La pérdida de las señales de tensión puede ocurrir por las siguientes causas:

- ◆ Falla en los fusibles de los TP's.

- ◆ Falla en cableado que va de los TP's a los relés.
- ◆ Fusible del TP fundido debido a un cortocircuito por deterioro en los contactos, o causado durante el mantenimiento.

La ausencia de voltaje afecta principalmente a los relés que basan su funcionamiento en esta señal, causando mal funcionamiento e incluso una operación errónea. Adicionalmente, si falla la señal que llega al AVR, este incrementará la corriente de campo, a niveles peligrosos, para tratar de mejorar el voltaje terminal, que aparentemente se ha reducido provocando así la sobreexcitación del generador.

## **1.5.2 PROTECCIÓN EN TRANSFORMADORES.**

### **1.5.2.1 Protección De Sobrecorriente (50/51 y 51N).**

La protección de sobrecorriente se diseña para operar cuando la magnitud de la corriente que fluya por el elemento protegido es mayor que la corriente de ajuste. Los valores anormales de corriente pueden ser provocados por sobrecargas en el sistema y por cortocircuito. Estos niveles excesivos de corriente pueden provocar daño térmico o mecánico a los elementos del sistema, e influenciar negativamente en la calidad del servicio eléctrico.

Los esquemas de protección deben distinguir entre corrientes debidas a fallas externas o corriente de carga en estado estable y las corrientes producidas por fallas internas. Una falla externa que no es liberada rápidamente o corrientes debidas a grandes cargas, producen sobrecalentamientos en los devanados del transformador y a su vez la degradación del aislamiento. Esta situación favorece a la aparición de fallas internas. El efecto de una falla interna sostenida puede producir arcos, incendios, fuerzas mecánicas y magnéticas que finalmente dañan al equipo protegido e inclusive a equipos cercanos a este. Por lo tanto se debe seleccionar y ajustar correctamente los dispositivos de protección por sobrecorriente que protegen al generador.

Existen muchos tipos de relés de sobrecorriente, pero los utilizados en la protección de transformadores son del tipo de tiempo inverso y de tiempo definido. Esto se lo conoce como un dispositivo de protección 50/51, el cual combina las características de estos dos tipos de relés.

El relé de sobrecorriente es comúnmente conectado en el lado de alto voltaje del transformador

El relé 51N mide la corriente de secuencia cero que circula por el neutro del transformador, esto se da cuando una falla a tierra ocurre en una de las fases. Está ubicado en el neutro del devanado de estrella aterrizada y se utiliza como respaldo contra fallas a tierra en las líneas de transmisión que parten de la estación de generación. La corriente de arranque y tiempo de operación, deberán estar coordinados con los dispositivos de protección del transformador y los disponibles en las líneas de transmisión.

#### **1.5.2.2 Protección Diferencial (87T).**

La protección más adecuada para un transformador de potencia que se encuentra en red con una unidad de generación, es con relés diferenciales del tipo porcentaje, que puede ser conectado para incluir al generador, logrando tener una protección al grupo generador-transformador. Este arreglo de protección diferencial para el grupo provee una cobertura adicional a máquinas rotacionales. Esta protección es comúnmente llamada 87GT; para la conexión de los TC's en esta protección hay que tomar en cuenta la conexión del transformador, de tal forma que, si la conexión es Y- $\Delta$ , los TC's deben tener conexión opuesta, es decir  $\Delta$ -Y.

El principio de funcionamiento del relé diferencial ya se analizó anteriormente en 87G, y consiste básicamente en la detección de una corriente diferencial, producto de la diferencia (sobre todo de signo) de las corrientes de las fases cuando un cortocircuito ocurre dentro de la zona de protección.

Esta protección es utilizada principalmente para detectar cortocircuitos a tierra y entre fases en los devanados; pero, a diferencia de la 87G, puede detectar cortocircuitos entre espiras de una misma fase, debido a que en un evento de este tipo, la relación de transformación se ve alterada cambiando la relación entre las corrientes primaria y secundaria, lo que da lugar a la circulación de una pequeña corriente diferencial debido a la relación de los TC's que protegen al transformador. La circulación de una pequeña corriente diferencial, puede operar el relé dependiendo de los parámetros de calibración. La característica de esta función de protección es la sensibilidad, velocidad y absoluta discriminación.

### **1.5.2.3 Protección Diferencial Direccionada A Tierra (87N).**

El esquema diferencial direccionada a tierra es un sistema de protección que se aplica particularmente a transformadores de conexión delta – estrella con neutro a tierra y puede instalarse en el enrollado conectado en estrella o en el conectado en delta. Si se trata del enrollado conectado en estrella con neutro a tierra, se instalan transformadores de corriente de igual relación de transformación en cada una de las fases y en el neutro.

Esta protección es aplicada para detectar fallas a tierra de una de las fases del devanado, ya que una de estas fallas produce la circulación de una corriente relativamente pequeña. Esta corriente tan pequeña, imposibilita la detección de la falla utilizando un relé de sobrecorriente común, por otro lado la protección diferencial de porcentaje puede volverse insensible ante fallas a tierra muy cercanas al neutro, dependiendo de la pendiente de restricción.

Mientras más cerca sea la falla al neutro, menor es la corriente que circula por las fases y por lo tanto más difícil de detectar por los relés de sobrecorriente y diferencial; he aquí la importancia de la aplicación de la protección de tierra restricta que es mucho más sensible contra fallas a tierra en los devanados.

La protección a tierra restricta puede ser aplicada utilizando un relé diferencial a tierra 87N o un relé instantáneo de alta impedancia 64.

#### **1.5.2.4 Protección Buchholz (63B).**

A este tipo de relevador también se lo conoce como trafoscopio o relevador detector de gas, es una protección mecánica propia del transformador y puede aplicarse sólo a transformadores equipados con tanque conservador y sin espacio de gas dentro del tanque. Es aplicado para proteger al transformador contra fallas internas, ya que cualquier anomalía magnética o eléctrica que se presenta en el interior del transformador da origen a calentamientos locales que descomponen el aceite o dan lugar a la combustión de los aislantes, produciéndose por dichas causas un desprendimiento más o menos importante de gas. Además de los defectos de aislamiento, esta protección detecta la rotura de conductores, los contactos defectuosos, así como el calentamiento del hierro (núcleo) y sobrecargas en la parte interna de los bornes pasatapas del transformador. Su característica más sobresaliente es su sensibilidad a las fallas incipientes, es decir fallas menores que inician su aparición con desprendimiento de gases inflamables que causan daños lentos pero crecientes.

Este relevador se vale del hecho de que los aceites minerales producen gases inflamables cuando se descomponen a temperaturas mayores de 35°C, tales como el acetileno y otros hidrocarburos de molécula simple. En el caso de una falla severa la generación súbita de gases causa movimientos de aceite y gas en el tubo que interconecta al transformador con el tanque conservador y también en el relevador Buchholz, accionándose un segundo mecanismo que opera un segundo switch que manda una señal para disparo.

#### **1.5.2.5 Protección De Sobrepresión ó Presión Súbita (63P).**

En transformadores con sello hermético (sin tanque conservador) la unidad de disparo del relevador Buchholz no es aplicable por lo que puede utilizarse una unidad de sobrepresión. También puede utilizarse un relevador



de presión súbita, el cual responda a la velocidad de cambio de la presión y no al valor mismo de ésta.

#### **1.5.2.6 Protección Térmica (49T).**

La temperatura del punto caliente (hot spot) en los devanados de un transformador de potencia influye considerablemente sobre la velocidad de deterioro de aislamiento. La protección del transformador contra daño debido a temperaturas excesivas del punto caliente es proporcionada por un relevador térmico que responde tanto a la temperatura del aceite como al efecto calentador de la corriente de carga; en estos relevadores el elemento del termostato está sumergido en el aceite y recibe además una corriente proporcional a la corriente de carga, de tal manera que la temperatura del elemento se relacione con la temperatura total que los devanados del transformador alcanzan durante su operación.

### **1.5.3 PROTECCIÓN EN LÍNEAS Y CABLES.**

#### **1.5.3.1 Protección De Distancia (21).**

Esta protección también es llamada Protección de Impedancia, porque las protecciones de distancia no calculan la distancia a la que se encuentra la falla; sino que determinan si la misma es interna o externa a la zona que protegen. Para ello, realizan funciones pertenecientes al grupo de funciones básicas de cociente de dos magnitudes, como es la relación entre voltaje y corriente relativos al extremo de línea en que se encuentra ubicada la protección.

Puesto que la impedancia de una línea de transmisión es proporcional a su longitud. Esta protección opera solamente con fallas que ocurran entre el punto de ubicación de los relés y un punto dado de la línea, de modo que puedan discriminar entre fallas que ocurran en diferentes secciones de ella.

Existen varias características de los relés de distancia, las cuales se explican a continuación:

- ◆ **Impedancia:** El relé de impedancia no toma en cuenta el ángulo de fase entre el voltaje y la corriente que se le aplica, por esta razón, la impedancia característica en el plano R-X es un círculo con su centro en el origen. El relé opera cuando la impedancia medida es menor que el ajuste. Para darle direccionalidad a este relé se requiere normalmente de una unidad direccional.
- ◆ **Mho:** La característica del relé Mho es un círculo cuya circunferencia pasa a través del origen. El relé opera si la impedancia medida cae dentro del círculo.
- ◆ **Mho Offset:** La característica de este relé en el plano R-X es un círculo desplazado y que incluye el origen, con lo cual se obtiene una mejor protección para las fallas cercanas al relé. Cuando esta unidad se utiliza para dar disparo debe ser supervisada por una unidad direccional o ser de tiempo retardado.
- ◆ **Reactancia:** Este relé solamente mide la componente reactiva de la impedancia. La característica de un relé de reactancia en el plano R-X es una línea paralela al eje R. Este relé debe ser supervisado por alguna otra función para asegurar direccionalidad y para prevenir disparo bajo condiciones de carga.
- ◆ **Cuadrilateral:** La característica de este relé puede ser alcanzada con la combinación de características de reactancia y direccional con dos características de control de alcance resistivo.
- ◆ **Lenticular:** Este relé es similar al relé mho, excepto que su forma es más de lente que de círculo, lo cual lo hace menos sensible a las condiciones de carga. Actualmente se han diseñado muchas características de relés de distancia a partir de la combinación de las características básicas arriba descritas.

### **1.5.3.2 Protección De Sobrecorriente Direccional De Fase (67) Y De Tierra (67N).**

Estos relés son de sobrecorriente controlados o supervisados por una unidad direccional con lo cual los relés de sobrecorriente direccional sólo responden a fallas en una sola dirección.

La direccionalidad viene dada por una entrada que puede ser de voltaje, de corriente o ambas. Los relés direccionales de fase son polarizados por el voltaje de fase, mientras que los relés de tierra (para corriente residual) emplean varios métodos de polarización, usando cantidades de secuencia cero o de secuencia negativa. Las unidades direccionales que se polarizan con secuencia negativa se prefieren en los casos donde los efectos de acoplamiento mutuo de secuencia cero hacen que las unidades direccionales de secuencia cero pierdan direccionalidad (líneas largas de doble circuito por ejemplo). Los esquemas de relés de sobrecorriente direccional de fases se usan en sistemas enmallados donde la corriente de falla o de carga puede fluir en ambas direcciones. El arranque de los elementos de sobrecorriente debe ser ajustado por encima de la máxima corriente de carga en la dirección hacia adelante del relé, pero por debajo de la corriente normal de carga en dirección reversa.

### **1.5.3.3 Protección Por Hilo Piloto (85).**

Los esquemas pilotos utilizan canales de comunicación para enviar información desde el terminal local del relé hasta el terminal remoto. Con estos esquemas se logran disparos muy rápidos cuando ocurren fallas dentro de la línea protegida. Los esquemas pilotos pueden ser:

- ◆ Esquema diferencial de corriente.
- ◆ Esquemas de comparación de fase.
- ◆ Protección direccional de onda viajera.

Por lo general se utilizan relevadores de tipo diferencial de porcentaje, éstos realizan la comparación directa de los valores instantáneos de las corrientes de las terminales de la línea protegida. Por lo que esta protección no es afectada por las oscilaciones de potencia y pérdida de sincronismo o por inducción mutua entre la línea protegida y las líneas adyacentes.

Este tipo de esquemas de protección no suministran respaldo remoto a líneas adyacentes, dado que una protección absolutamente selectiva se comporta solamente como una principal, razón por la cual, normalmente se complementan con funciones de distancia en el mismo relé.

#### **1.5.4 PROTECCIONES ESPECIALES.**

##### **1.5.4.1 Protección De Mínima Tensión de Alimentación 125Vcc (80).**

La alimentación de corriente continua se utiliza en todos los paneles que contengan equipos de protección y medición, debido a que estos cuentan con elementos que trabajan bajo influencia de corriente continua. Esta alimentación puede venir de un banco de baterías o de un rectificador de corriente directa dada por el transformador de servicios auxiliares hacia un banco convertidor.

En el momento de una falla se necesita que actúe un relé para mantener el equipo protegido. Si por alguna razón el relé encargado de cumplir este trabajo no opera, se tendrá que analizar las razones de la falla del relé. Una de estas razones puede ser que la alimentación de 125Vcc que recibe el relé se encuentre en un rango inferior al que se requiere para operación.

##### **1.5.4.2 Protección De Falla De Interruptor (50BF).**

La protección contra falla interruptor supervisa el comportamiento del circuito de disparo del interruptor de potencia del generador, después de darse una orden de disparo generada por cualquier protección. Por tal razón si el interruptor que tiene la función de abrir el circuito no funciona se debe

tener otro sistema de desconexión que funciona con esta protección. La protección tiene dos métodos para determinar la correcta operación del interruptor, uno es por la corriente que fluye a través del interruptor y la otra es una entrada binaria deseada.

La lógica de operación requiere que se mantengan durante el tiempo ajustado de operación las señales de arranque. Si éstas desaparecen antes de haber alcanzado este tiempo, o también si las condiciones de posición de interruptor y de corriente indican que el interruptor operó correctamente, la protección es bloqueada. El tiempo ajustado para la operación de falla interruptor, debe tener en cuenta, el tiempo de operación del interruptor, más el tiempo de extinción de arco (dropout de corriente), más un margen de seguridad.

## **CAPÍTULO 2**

## **CAPITULO 2: ANALISIS DEL SISTEMA ELECTRICO EXISTENTE EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA PAUTE.**

### **2.1 INTRODUCCION.**

La central Molino perteneciente a la empresa pública CELEC negocio Hidropaute se encuentra ubicada en el sector Guarumales perteneciente al cantón Paute provincia del Azuay, siendo la principal generadora de energía eléctrica del Ecuador.

El sistema eléctrico existente de la central Molino está constituida por diez generadores; dividida en dos etapas, debido a su proceso constructivo, la primera etapa se la denomina “Fase AB” y contiene 5 generadores con una potencia instalada de 100MW cada una, dando una potencia de 500MW y una segunda etapa llamada “Fase C” con los 5 generadores restantes de 115MW cada una, obteniendo en esta etapa una potencia instalada de 575MW. Llegando a los 1075 MW de producción de la central Molino.

El análisis que se realizará de este sistema eléctrico; alcanza la descripción tanto de una unidad generadora como de su sistema de protección, también se analiza las capacidades operativas mediante los análisis de flujos de potencia y cortocircuitos realizados sobre éste sistema, considerando por supuesto toda la información técnica de los elementos conectados en el sistema de cada una de las etapas de construcción.

La modelación y simulación de la fase AB y de la fase C para el respectivo análisis, se realizaron en los programas Power Factory 14.0 de Digsilent y Neplan 5.2.4 aplicando todos los parámetros obtenidos de este sistema.

En cuanto a la simulación de flujos de potencia se tendrá presente el despacho de carga que realiza la central para sus escenarios de demanda.

Se presentarán los resultados de los flujos de potencia y cortocircuitos (monofásico y trifásico) para cada escenario; estos resultados permitirán analizar la condición del sistema de protecciones que actualmente están en el sistema.

## **2.2 ANTECEDENTES.**

El sistema eléctrico de la central está trabajado durante más o menos unos treinta años, razón primordial para conocer su estado operativo, y el estado en el que se encuentran los equipos de protección. De esta manera es importante analizar si los elementos de protección necesitan una sustitución, mejora o incremento de sus funciones con el fin de mantener al sistema en óptimas condiciones; ya que todos elementos que conforman una unidad generadora forman un sistema por lo que la falla de uno de éstos pueden causar severos problemas en el funcionamiento del sistema incluso puede ocasionar la paralización de una unidad.

Profundizando un poco más a lo referente de los elementos que conforma el sistema se hace hincapié al conjunto de protecciones eléctricas ya que, ante el crecimiento de los sistemas eléctricos en los últimos años, el aumento de la interconexión y las exigencias cada vez mayores de un suministro de energía eléctrica, seguro y de óptima calidad, el sistema de protecciones es el responsable de estas características deseables.

En resumen el papel que desempeñan todos los elementos en el sistema es de gran importancia ya que su adecuado funcionamiento permite cumplir los requerimientos deseables del sistema y por ende satisfacer al usuario con un confiable suministro de energía.

## **2.3 DESCRIPCION DEL SISTEMA ELECTRICO ACTUAL.**

### **2.3.1 Sistema Eléctrico De Las Etapas I y II.**

Las cinco unidades de generación que conforman cada Fase o etapa de la central Molino contienen idénticos elementos en cada unidad. Cada unidad de



generación tiene un generador síncrono con sus devanados conectados en estrella con el neutro puesto a tierra, esta puesta a tierra se lo realiza mediante un transformador de distribución con nivel de tensión en su primario de 13.8 kV y en su secundario con tensión de 0.24 - 0.12kV y con una resistencia conectada de 0.31 ohm y 0.077ohm para la Fase AB y C respectivamente, este sistema permite limitar la magnitud de la corriente de falla o cortocircuito.

La excitación para el generador se lo realiza por medio del circuito de campo y es alimentado por un transformador denominado transformador de excitación, el cual está conectado a los terminales de salida del generador.

También se tiene conectado a la salida del generador un transformador de servicios auxiliares que sirve para alimentar al equipo y para la sincronización de la máquina, los servicios auxiliares son: centro de carga de la unidad, interruptores de transferencia, sistema de ventilación, sistema de agua de enfriamiento y sistema de regulación.

Por medio de barras capsuladas se conecta al generador el transformador de unidad o el transformador elevador. El transformador se encarga de transferir energía eléctrica de un circuito a otro, siendo el enlace común entre ambos circuitos un flujo magnético. En el secundario de este transformador están conectados los cables subterráneos que se dirigen hasta las barras de 138kV para la fase AB y de 230kV para la Fase C respectivamente. La longitud aproximada de estos cables es de 350m a 400m.

En el Anexo 2 se muestra los diagramas unifilares descritos anteriormente para cada etapa de construcción con sus respectivas funciones de protección y las características de los elementos conectados en este sistema se tratarán posteriormente en el ítem designado levantamiento de la información.

### 2.3.2 Protecciones Actuales En La Primera Etapa “Fase AB”.

Los relés en cada unidad de generación son de tecnología electromecánica de la marca Mitsubishi, y presentan las siguientes funciones de protección:

<b>PROTECCIONES DEL GENERADOR DE LA “FASE AB”</b>		
<b>Designación</b>	<b>Función</b>	<b>Calibración</b>
27-GM	De bajo voltaje	93V, dial 1
40-GM	Pérdida de campo	90V, MTA = 12%, MTB = 25%, TAPx5.5
46-GM	De secuencia negativa	TAP 3.8, t = 2s
49-GMS	Protección térmica	1.1 de Inominal
51-GMV	De sobrecorriente con restricción de voltaje	TAP 3.5A, dial 5.5 a 80V, t = 2s
59-GM	De Sobrevoltaje	TAP 120V, dial 1
60-GM	De Balance de voltaje	V <sub>o</sub> = 10% (Volt min)
64-GMN	Tierra del neutro del generador	5.5V, t = 2s
81-GM	De frecuencia	F = 60Hz ± 0.95
87-GM	Diferencial	TAP = 10%

<b>PROTECCIONES DE LOS TRANSFORMADORES DE LA “FASE AB”</b>		
<b>Designación</b>	<b>Función</b>	<b>Calibración</b>
<b>Protección del Transformador Principal o Elevador</b>		
49 T	Protección térmica	---
63 T	Relé Buchholz	---
51 N	De Sobrecorriente de Falla a Tierra	TAP 7, t = 1s
87 GT	Diferencial del grupo generador-transformador	TL = 5 A y TH = 8.7 A
<b>Protección del Transformador De Servicios Auxiliares</b>		
27 Aux	Protección de bajovoltaje	---
51 Aux	De sobrecorriente de tiempo definido	---

51 N Aux	De Sobrecorriente de Falla a Tierra	---
<b>Protección del Transformador De Excitación</b>		
51 Ex	De sobrecorriente de tiempo definido	---

<b>PROTECCIONES DE LOS CABLES DE LA "FASE AB"</b>		
Designación	Función	Calibración
51 - CL	De Sobrecorriente del piloto	TAP 3.5, t = 0.5s
85-CLPH/CLSY	Relé de hilo piloto	1.2xIn
67-US	Sobrecorriente direccional de fase	TAP 4, dial 1
67-USN	De sobrecorriente direccional a tierra	TAP 4, dial 2

### 2.3.3 Protecciones Actuales En La Segunda Etapa "Fase C".

Los relés que están en esta etapa son de tecnología RSS, es decir, estáticos, de marca ABB y la indicación de una falla es mediante el encendido de un led. Las funciones de protección presentes en cada unidad generadora en esta etapa son descritas a continuación:

<b>PROTECCIONES DEL GENERADOR DE LA "FASE C"</b>		
Designación	Función	Calibración
21G	De mínima impedancia	$Z = 5/1\Omega$ , t = 0.5s
27G	De bajo voltaje	10% Vnom, t = instat
227G	De bajo voltaje (bloqueo)	10% Vnom, t = instat
40G	Contra pérdida de campo	a1 = 80%, a2 = 40%, t = 2s
46G	Contra secuencia negativa	Alarma 5.5% a 5s Disparo 17% t = 3s
49G	De sobretemperatura	73°C, 108V, t = 10s
49G-A	De sobretemperatura (respaldo)	
59G1	De sobrevoltaje	1.4 de Vnom, t = 2s

59G2	De sobrevoltaje	1.6 Vnom, t = 0s
59-81	De sobreflujo magnético	2 veces V/Hz, t = 2s
60A	Circuitos de potencial	12 V, t = 10ms
60B	Circuitos de potencial	
64FA	Falla a tierra del campo (alarma)	Rf = 2kΩ, t = 0.5s
64FD	Falla a tierra del campo (bloqueo)	Rf = 0Ω, t = 1s
64G1	Falla a tierra del estator 90-95%	5.9 V, t = 0.5s
64G2	Falla a tierra del estator 5-10%	6V en 1s.
87G	Diferencial del generador	20% de Inom
G1/2U	Alimentación c.c.	---

<b>PROTECCIONES DE LOS TRANSFORMADORES DE LA “FASE C”</b>		
<b>Designación</b>	<b>Función</b>	<b>Calibración</b>
<b>Protección del Transformador Principal o Elevador</b>		
26 TW	Protección térmica	73 °C
63 TGD	Relé Buchholz	---
51 TN	De Sobrecorriente de Falla a Tierra	0.02A, t = 0.2s
87 GT	Diferencial del grupo generador-transformador	50% de Inom
<b>Protección del Transformador De Unidad</b>		
26 TW	De temperatura de devanado	---
50-51 UT	De sobrecorriente de tiempo instantáneo y de tiempo inverso	16 I <sub>0</sub> xI <sub>B</sub> , I <sub>B</sub> = 4
227 U	De bajovoltaje	1.5 Vnom, 5s
<b>Protección del Transformador De Excitación</b>		
50-51 ET	De sobrecorriente de tiempo instantáneo y de tiempo inverso	10 I <sub>0</sub> xI <sub>B</sub> , I <sub>B</sub> = 2

<b>PROTECCIONES DE LOS CABLES DE LA “FASE C”</b>		
<b>Designación</b>	<b>Función</b>	<b>Calibración</b>
63 CGB	Relé Buchholz	---
51	De Sobrecorriente del piloto	---

85 L	Relé hilo piloto	$t = 4.5s, R = 0.22k\Omega$
------	------------------	-----------------------------

## 2.4 LEVANTAMIENTO DE INFORMACION EN EL SISTEMA ELECTRICO ACTUAL.

### 2.4.1 Generadores.

GENERADORES				
CENTRAL			PAUTE - MOLINO	
UNIDAD			FASE AB	FASE C
Marca			SIEMENS	Ansaldo/Marelli
Clase de aislamiento			B	F
Tipo de rotor			Polos salientes	Polos salientes
Potencia Nominal		MVA	111	127,7
Capacidad efectiva		MW	100	115
Potencia Reactiva	Max	MVAR	45	50
	Min	MVAR	-45	-55
Factor de potencia			0,9	0,9
Voltaje nominal		kV	13,8	13,8
Conexión			Yn	Yn
Resistencia de puesta a tierra	Re	Ohm	0,31	0,077
Reactancia de puesta a tierra	Xe			
Relación de cortocircuito	SCR		1,02	1,05
Resistencia de armadura	Ra	p.u.	0,00284	0,0023
Reactancia de Potier	Xp	p.u.	0,24	0,218
Secuencia cero	R <sub>0</sub>	p.u.		
	X <sub>0</sub>	p.u.	0,11	0,15
Secuencia negativa	R <sub>1</sub>	p.u.	0,00042	0,008
	X <sub>1</sub>	p.u.	0,195	0,211
Reactancias Sincrónicas	Xd	p.u.	1,09	1,0225
	Xq	p.u.	0,74	0,6334
Reactancias Transitorias	Xd'	p.u.	0,35	0,2805
	Xq'	p.u.		0,6334
Reactancias Subtransitorias	Xd''	p.u.	0,0975	0,1992
	Xq''	p.u.	0,0975	0,2404
Constantes transitorias c.c.	Td'	s	7,03	7,05
	Tq'	s		

Constantes Subtransitorias c.c.	Td''	s	0,046	0,046
	Tq''	s	0,14	0,038
Constantes transitorias c.c.	Tdo'	s	7,03	6,95
	Tqo'	s		
Constantes Subtransitorias c.c.	Tdo''	s	0,046	0,045
	Tqo''	s	0,14	
Constante de tiempo de eje directo c.a.	Tdo	s	0,046	0,045
	Tqo	s		
Constante de tiempo de armadura	Ta	s	0,3	
Constante de Inercia	H	s	3,3	3,3
Resistencia de campo	Rf	Ohm	0,156	0,379
Saturación de la máquina al 100% de voltaje	SG1.0	p.u.	0,178	0,2
Saturación de la máquina al 120% de voltaje	SG1.2	p.u.	0,592	0,612
Excitación plena carga	Efd	p.u.	2,2	2,22

#### 2.4.2 Transformadores.

<b>TRANSFORMADORES PRINCIPALES</b>			
CENTRAL		PAUTE - MOLINO	
UNIDAD		FASE AB	FASE C
Potencia Nominal	MVA	114	134
Numero de devanados		2	2
Capacidad efectiva	MW	100	115
Angulo de Conexión	HV	Yn1	Yn11
	LV	D	D
	Angulo de fase	30°	330°
Voltaje nominal	HV	138 kV	230 kV
	LV	13,8 kV	13,8 kV
Tensión adicional por TAP	Lado Alto Voltaje	2.5%	2.5%
Posición del TAP	Mínima	- 2	- 2
	Máxima	+ 2	+ 2
Secuencia positiva	R1 %	11.4	13.06
	X1 %	11.4	13.06
Secuencia cero	Ro %	11.4	13.06
	Xo %	11.4	13.06

<b>TRANSFORMADORES DE EXCITACION</b>			
CENTRAL		PAUTE - MOLINO	
UNIDAD		FASE AB	FASE C
Relación de Transformación	K	28.75	32.093
Potencia	kVA	195	270

Alta tensión	kV	13.8	13.8
Baja tensión	V	324	430
Tipo de conexión		YnD1	YnD11
Tensión de cortocircuito	Vcc	6%	6%

<b>TRANSFORMADORES DE SERVICIOS AUXILIARES</b>			
CENTRAL		PAUTE - MOLINO	
UNIDAD		FASE AB	FASE C
Potencia	kVA	315	400
Alta tensión	kV	13.8	13.8
Baja tensión	V	480	480
Tipo de conexión		DYn1	DYn1
Tensión de cortocircuito	Vcc	4%	4%

### 2.4.3 Cables

Los cables van desde la salida del transformador elevador hacia la subestación (para cada etapa), son del tipo de cable en aceite a baja presión, monopolares con aislamiento de papel y conductor hueco de cobre, la altura de la primera etapa o Fase AB hacia la subestación es de 350m y de la Fase C es de 400m, las características de los cables se muestran a continuación:

<b>CABLES SUBTERRANEOS</b>		
<b>CARACTERISTICAS</b>	<b>FASE C</b>	<b>FASE AB</b>
Sección	240 mm <sup>2</sup>	400 mm <sup>2</sup>
Número de conductores	5	5
Tensión nominal del cable	230 kV	138 kV
Frecuencia	60 Hz	60 Hz
Tensión del impulso que resiste el cable	1050 kVp	650 kV
Esfuerzo dieléctrico máximo	12 kV/mm	
Espesor nominal del aislamiento	19.9 mm	
Corriente máxima de régimen continuo	350 A	
Corriente de cortocircuito simétrico	30 kA	
Duración de cortocircuito	1 seg.	
Corriente dinámica de cortocircuito	75 kAp	
Temperatura máxima	70 °C	
Presión máxima hidrostática del aceite	3000 kPa	

Pérdidas eléctricas (3 fases)	41.5 W/m	
Capacitancia por fase	0.2 uF/km	0.145 uF/km
Resistencia del conductor	0.0754 ohm/km	0.0735ohm/km

## 2.5 ANÁLISIS DE FLUJOS DE POTENCIA Y CORTOCIRCUITOS.

### 2.5.1 Flujos de Potencia.

El flujo de potencia es la denominación que se da a la solución de estado estacionario de un sistema de potencia bajo ciertas condiciones preestablecidas de generación, carga y topología de la red. Consisten en obtener las condiciones de operación (consumos y generación) en régimen permanente de un sistema de energía eléctrica.

El propósito de este análisis es determinar si los equipos componentes del sistema eléctrico actual se encuentra operando normalmente y si la generación disponible está acorde a la carga total consumida, es decir, evaluar si el sistema puede mantener un suministro de calidad del producto en los términos de niveles apropiados de voltaje y cargabilidad de cada uno de los elementos del sistema eléctrico.

Para verificar este cometido, se siguen recomendaciones realizadas por el CONELEC (Consejo Nacional de Electricidad), lo cual manifiesta que un SEP opera normalmente si los niveles de voltaje en sus barras se encuentran dentro de los rangos permisibles  $0.95 < V_{p.u.} < 1.05$  y sus respectivos ángulos están entre  $-30^\circ < \theta < 30^\circ$ . También se tiene que el CENACE (Centro Nacional de Control de Energía) define las variaciones de voltaje en operación normal para las barras de 230kV y 138 kV, considerando las bandas de variación de voltaje.

BANDAS DE VARIACION DE VOLTAJE		
Barras de 230kV	Barras de 138kV	Barras de 69, 46 y 34.5kV
+/- 5% de voltaje nominal	+5% / -7% del voltaje nominal	+/- 3% del voltaje nominal



Para proceder a realizar los cálculos de flujo de potencia se considera dos tipos de demanda: máxima y mínima, la demanda máxima se presenta en el escenario lluvioso, es decir, cuando se tiene alta hidrología, mientras que la demanda mínima se da en escenario seco.

En base a lo anterior se examinan los dos casos, el primero en escenario lluvioso, es decir, con demanda máxima (todos los generadores al máximo), y el otro caso a demanda mínima (una unidad de cada fase generando).

Para estos casos analizados se tiene que la demanda en cada unidad es:

<b>Tabla 2.1. Valores del despacho de generación.</b>					
<b>Hidropaute Molino</b>		<b>Demanda Máxima</b>		<b>Demanda Mínima</b>	
		<b>P (MW)</b>	<b>Q (Mvar)</b>	<b>P (MW)</b>	<b>Q (Mvar)</b>
<b>Fase AB</b>	UND 1	100	41.19	50	-7.88
	UND 2	100	41.19	0	0
	UND 3	100	41.19	0	0
	UND 4	100	41.19	0	0
	UND 5	100	41.19	0	0
<b>Fase C</b>	UND 6	115	25.46	0	0
	UND 7	115	25.46	69	-12
	UND 8	115	25.46	0	0
	UND 9	115	25.46	0	0
	UND 10	115	25.46	0	0

### 2.5.1.1 Resultado del Escenario de Demanda Máxima.

Resultado para las barras:

<b>Resultados de la simulación de Flujos de Potencia de la Fase AB y C Demanda Máxima</b>			
<b>Barra</b>	<b>Nivel de Voltaje (kV)</b>	<b>Voltaje (p.u.)</b>	<b>Angulo (°)</b>
Barra de la (fase AB) 13.8kV	14.312	1.037	-24.528
Barra de la (fase C) 13.8kV	14.077	1.02	36.267
Barra 138 kV	138	1.00	-0.00
Barra 230 kV	230	1.00	-0.00

Resultado para los elementos:

<b>Flujos de potencia en generadores y transformadores fase AB y C</b>				
<b>Demanda Máxima</b>				
<b>Elemento</b>	<b>P (MW)</b>	<b>Q (MVAR)</b>	<b>Flujo de corriente (kA)</b>	<b>Cargabilidad (%)</b>
Generador (fase AB) 13.8kV	100	41.19	4.363	97.33
Generador (fase C) 13.8kV	115	25.46	4.831	92.18
Transformador 138/13,8 kV (fase AB) lado LV	99.8	41.12	4.355	91.30
Transformador 230/13,8 kV (fase C) lado LV	114.72	25.37	4.819	85.95
Trafo Exc. 13,8/0,324 kV (fase AB) lado LV	-0.144	-0.042	0.261	75.15
Trafo Exc. 13,8/0,43 kV (fase C) lado LV	-0.182	-0.053	0.253	69.84
Trafo Aux. 13,8/0,48 kV (fase AB) lado LV	-0.052	-0.015	0.063	16.56
Trafo Aux. 13,8/0,48 kV (fase C) lado HV	-0.098	-0.029	0.121	25.068
Red Equivalente a 138kV	-497.32	-152.73	2.18	---
Red Equivalente a 230kV	-571.93	-84.11	1.45	---

### 2.5.1.2 Resultado del Escenario de Demanda Mínima.

Resultado para las barras:

<b>Resultados de la simulación de Flujos de Potencia de la Fase AB y C</b>			
<b>Demanda Mínima</b>			
<b>Barra</b>	<b>Nivel de Voltaje (kV)</b>	<b>Voltaje (p.u.)</b>	<b>Angulo (°)</b>
Barra de la (fase AB) 13.8kV	13.672	0.991	-27.114
Barra de la (fase C) 13.8kV	13.617	0.987	33.914
Barra 138 kV	138	1.00	-0.00
Barra 230 kV	230	1.00	-0.00

Resultado para los elementos:

<b>Flujos de potencia en generadores y transformadores fase AB y C Demanda Mínima</b>				
<b>Elemento</b>	<b>P (MW)</b>	<b>Q (MVAR)</b>	<b>Flujo de corriente (kA)</b>	<b>Cargabilidad (%)</b>
Generador (fase AB) 13.8kV	50	-7.88	2.136	45.55
Generador (fase C) 13.8kV	69	-12	2.969	54.81
Transformador 138/13,8 kV (fase AB) lado LV	49.88	-7.91	2.131	44.68
Transformador 230/13,8 kV (fase C) lado LV	68.86	-12.043	2.964	52.87
Trafo Exc. 13,8/0,324 kV (fase AB) lado LV	-0.065	-0.021	0.123	35.38
Trafo Exc. 13,8/0,43 kV (fase C) lado HV	-0.086	-0.025	0.123	33.98
Trafo Aux. 13,8/0,48 kV (fase AB) lado LV	-0.049	-0.014	0.0602	16.37
Trafo Aux. 13,8/0,48 kV (fase C) lado LV	-0.052	-0.015	0.067	13.83
Red Equivalente a 138kV	-49.75	7.77	0.21	---
Red Equivalente a 230kV	-68.69	-6.59	0.17	---

### 2.5.2 Cortocircuitos.

Un cortocircuito es la conexión accidental o intencionada, mediante una resistencia o impedancia muy baja, de dos o más puntos de un circuito que está operando en condiciones normales a voltajes diferentes y que permite conocer el comportamiento del estado transitorio del sistema.

La corriente de cortocircuito del sistema, permite establecer las características de los elementos de protección que deberán soportar o cortar la corriente de falla, por lo que es necesario realizar el cálculo para cada uno de los niveles de tensión del sistema. Estas corrientes pueden producir daños térmicos y mecánicos, por lo que es importante aislar lo más pronto posible la falla.

Este análisis se fundamenta en el cálculo o determinación de las magnitudes de las corrientes de falla y sobre todo en el aporte que ocasiona cada uno de los elementos a esta falla, característica que permite el diseño de interruptores, calibración y ajuste de los sistemas de protección.

Los valores de corriente de cortocircuito a considerar son:

- ◆ La corriente máxima de cortocircuito, esta se obtiene cuando en el sistema se tiene el mayor número de unidades de generación operando. Y determina:
  - El dimensionamiento del equipo de protección.
  - El cálculo de ajuste de protecciones.
  - El dimensionamiento de puesta a tierra.
  
- ◆ La corriente mínima de cortocircuito, se utiliza para verificar el ajuste de protecciones y se obtiene cuando en el sistema se encuentra operando el menor número de unidades de generación.
  
- ◆ La potencia de cortocircuito, que sirve como un dato básico para la caracterización de la red, debido a que se relaciona con el comportamiento ante maniobras de equipos y estabilidad del sistema; su valor viene dado por la ubicación de las plantas generadoras, de manera que un valor elevado de la misma en una barra representa la proximidad eléctrica de un grupo de generación considerable.
  
- ◆ La corriente pico, es la corriente de cortocircuito de mayor valor instantáneo posible.

Los programas DigSilent 14.0 y Neplan 5.2.4 ofrecen los métodos de cálculo de cortocircuito de acuerdo a las siguientes normas:

- **IEEE/ANSI C37.013.**\_ Se definen tres tipos de corrientes de cortocircuito, dependiendo del marco de tiempo de interés tomado del principio de la falla, como
  - Corriente de primer ciclo: también llamadas corrientes momentáneas, son las corrientes de  $\frac{1}{2}$  ciclo después de iniciada la falla; ellas enfrentan la relación para el servicio de los interruptores del circuito cuando están resistiendo corrientes de cortocircuito.

- Corriente de interrupción: son las corrientes de cortocircuito en el intervalo de tiempo de 3 a 5 ciclos después de iniciada la falla. Ellas relacionan a las corrientes percibidas por el equipo de interrupción al aislar una falla. Ellas también son llamadas corrientes de apertura del contacto.
  - Corriente de tiempo de retardo: son las que existen más allá de 6 ciclos (y a 30 ciclos) de la iniciación de la falla.
- **IEC 60909.** Se aplica a todas las redes, radiales o malladas, hasta 230 kV. Basada en el teorema de Thevenin, consiste en calcular una fuente de tensión equivalente en el punto de cortocircuito, para, seguidamente, determinar la corriente en este mismo punto. Todas las alimentaciones de la red y las máquinas sincrónicas y asincrónicas se sustituyen por sus impedancias (directa, inversa y homopolar).

Los métodos IEC y ANSI/IEEE son métodos simplificados que se pueden utilizar para calcular las corrientes de cortocircuito. Estos tienen la ventaja de que no se requieren conocer los voltajes de pre-falla para obtener resultados precisos. Las corrientes calculadas son conservadoras (están en el lado seguro).

Es aconsejable calcular las corrientes de cortocircuito de acuerdo a la norma IEC o ANSI/IEEE, especialmente cuando se deben calcular corrientes pico, corrientes de interrupción y corrientes de estado estable. Para calcular los voltajes durante un cortocircuito (voltajes después de ocurrida la falla) se debe utilizar un método más exacto.

Para el análisis del cálculo de cortocircuito de la central hidroeléctrica Paute se considera la norma IEC 60909 tanto para fallas monofásicas como trifásicas, también se considera los equivalentes de la subestación Molino de 138 y 230kV y se utilizan las impedancias subtransitorias para la modelación del sistema. El cálculo se lo realiza en diferentes nodos o barras de cada

unidad generadora pertenecientes a cada una de las fases, esta representación se lo muestra en el Anexo B.

Entonces considerando estos puntos para el cálculo, se obtiene los siguientes valores de corriente máxima y mínima.

- $I_k''$ : Corriente inicial de cortocircuito en kA.
- $Sk''$ : Potencia inicial de cortocircuito en MVA.
- $I_p$ : Corriente pico de cortocircuito en kA.

<b>Ubicación falla</b>	<b>Aporte de los elementos a la falla</b>				<b><math>I_k''</math></b>	<b><math>Sk''</math></b>	<b><math>I_p</math></b>
<b>Nodo</b>	<b>Elemento</b>	<b><math>I_k''</math></b>	<b><math>Sk''</math></b>	<b><math>I_p</math></b>	<b>kA</b>	<b>MVA</b>	<b>kA</b>
Barra 138 kV	TPUi	2.268	180.70	5.652	40.405	3219.23	101.63
	Red Externa	29.061	2315.4	73.096			
Barra 13,8 kV	TPUi	0.195	1.533	0.522	0.464	3.695	1.241
	Generador i	0.114	0.91	0.306			
	T excitación i	0.155	1.232	0.414			
	T auxiliar i	0	0	0			
Bexc 0.32kV	T excitación i	0	0	0	0	0	0
Baux 0.48kV	T auxiliar i	10.167	2.818	28.745	10.167	2.818	28.745

<b>Ubicación falla</b>	<b>Aporte de los elementos a la falla</b>				<b><math>I_k''</math></b>	<b><math>Sk''</math></b>	<b><math>I_p</math></b>
<b>Nodo</b>	<b>Elemento</b>	<b><math>I_k''</math></b>	<b><math>Sk''</math></b>	<b><math>I_p</math></b>	<b>kA</b>	<b>MVA</b>	<b>kA</b>
Barra 138 kV	TPUi	1.582	378.10	3.968	31.809	7602.25	80.0
	Red Externa	24.04	5746.19	60.46			
Barra 13,8 kV	TPUi	39.911	953.96	106.86	61.043	1459.06	163.45
	Generador i	21.135	505.17	59.59			
	T excitación i	0	0	0			
	T auxiliar i	0	0	0			
Bexc 0.32kV	T excitación i	6.298	3.53	17.813	6.298	3.53	17.813
Baux 0.48kV	T auxiliar i	10.144	8.43	28.684	10.144	8.43	28.684

<b>Tabla 2.4 Falla Monofásica de la fase C</b>							
<b>Ubicación falla</b>	<b>Aporte de los elementos a la falla</b>				<b>Ik''</b>	<b>Sk''</b>	<b>Ip</b>
<b>Nodo</b>	<b>Elemento</b>	<b>Ik''</b>	<b>Sk''</b>	<b>Ip</b>	<b>kA</b>	<b>MVA</b>	<b>kA</b>
Barra 230 kV	TPUi	1.566	202.98	3.95	25.212	3347.89	63.88
	Red Externa	17.448	2316.89	44.06			
Barra 13,8 kV	TPUi	0.252	2.004	0.674	0.642	5.114	1.72
	Generador i	0.177	1.41	0.474			
	T excitación i	0.214	1.703	0.573			
	T auxiliar i	0	0	0			
Bexc 0.43kV	T excitación i	0	0	0	0	0	0
Baux 0.48kV	T auxiliar i	12.903	3.58	36.486	12.903	3.58	36.486

<b>Tabla 2.5 Falla Trifásica de la fase C</b>							
<b>Ubicación falla</b>	<b>Aporte de los elementos a la falla</b>				<b>Ik''</b>	<b>Sk''</b>	<b>Ip</b>
<b>Nodo</b>	<b>Elemento</b>	<b>Ik''</b>	<b>Sk''</b>	<b>Ip</b>	<b>kA</b>	<b>MVA</b>	<b>kA</b>
Barra 230 kV	TPUi	1.162	462.74	2.93	21.205	8448.05	53.63
	Red Externa	15.299	6094.71	38.63			
Barra 13,8 kV	TPUi	41.36	988.62	110.94	70.416	1683.11	188.87
	Generador i	29.057	694.54	77.94			
	T excitación i	0	0	0			
	T auxiliar i	0	0	0			
Bexc 0.43kV	T excitación i	6.567	4.89	18.573	6.567	4.89	18.573
Baux 0.48kV	T auxiliar i	12.872	10.70	36.396	12.872	10.70	36.396

Con la misma metodología se procede a realizar los cálculos para obtener los valores de corrientes mínimas de cortocircuito.

<b>Tabla 2.6 Falla Monofásica de la fase AB</b>							
<b>Ubicación falla</b>	<b>Aporte de los elementos a la falla</b>				<b>Ik''</b>	<b>Sk''</b>	<b>Ip</b>
<b>Nodo</b>	<b>Elemento</b>	<b>Ik''</b>	<b>Sk''</b>	<b>Ip</b>	<b>kA</b>	<b>MVA</b>	<b>kA</b>
Barra 138 kV	TPUi	1.694	135.17	4.559	22.114	1761.92	54.90
	Red Externa	20.424	1627.33	50.71			
Barra 13,8 kV	TPUi	0.169	1.348	0.45	0.422	3.358	1.121
	Generador i	0.112	0.891	0.297			
	T excitación i	0.14	1.119	0.373			
	T auxiliar i	0	0	0			
Bexc 0.32kV	T excitación i	0	0	0	0	0	0
Baux 0.48kV	T auxiliar i	9.198	2.55	26.006	9.198	2.55	26.006

<b>Tabla 2.7 Falla Trifásica de la fase AB</b>							
<b>Ubicación falla</b>	<b>Aporte de los elementos a la falla</b>				<b>Ik''</b>	<b>Sk''</b>	<b>Ip</b>
<b>Nodo</b>	<b>Elemento</b>	<b>Ik''</b>	<b>Sk''</b>	<b>Ip</b>	<b>kA</b>	<b>MVA</b>	<b>kA</b>
Barra 138 kV	TPUi	1.237	295.77	3.067	16.82	4020.47	41.76
	Red Externa	15.588	3725.78	38.70			
Barra 13,8 kV	TPUi	32.97	788.11	87.65	52.181	1247.23	138.71
	Generador i	19.213	459.24	51.074			
	T excitación i	0	0	0			
	T auxiliar i	0	0	0			
Bexc 0.32kV	T excitación i	5.698	3.20	16.11	5.698	3.20	16.11
Baux 0.48kV	T auxiliar i	9.175	7.63	25.94	9.175	7.63	25.94

<b>Tabla 2.8 Falla Monofásica de la fase C</b>							
<b>Ubicación falla</b>	<b>Aporte de los elementos a la falla</b>				<b>Ik''</b>	<b>Sk''</b>	<b>Ip</b>
<b>Nodo</b>	<b>Elemento</b>	<b>Ik''</b>	<b>Sk''</b>	<b>Ip</b>	<b>kA</b>	<b>MVA</b>	<b>kA</b>
Barra 230 kV	TPUi	1.064	141.35	2.85	8.46	1123.23	21.095
	Red Externa	7.41	983.85	18.292			
Barra 13,8 kV	TPUi	0.204	1.624	0.547	0.583	4.645	1.546
	Generador i	0.185	1.476	0.488			
	T excitación i	0.194	1.547	0			
	T auxiliar i	0	0	0			
Bexc 0.43kV	T excitación i	0	0	0	0	0	0
Baux 0.48kV	T auxiliar i	11.667	3.23	39.987	11.667	3.23	39.987

<b>Tabla 2.9 Falla Trifásica de la fase C</b>							
<b>Ubicación falla</b>	<b>Aporte de los elementos a la falla</b>				<b>Ik''</b>	<b>Sk''</b>	<b>Ip</b>
<b>Nodo</b>	<b>Elemento</b>	<b>Ik''</b>	<b>Sk''</b>	<b>Ip</b>	<b>kA</b>	<b>MVA</b>	<b>kA</b>
Barra 230 kV	TPUi	0.931	371.03	2.49	10.289	4098.8	25.607
	Red Externa	9.361	3729.07	23.114			
Barra 13,8 kV	TPUi	33.68	804.74	90.27	60.739	1451.8	161.63
	Generador i	27.076	647.19	71.356			
	T excitación i	0	0	0			
	T auxiliar i	0	0	0			
Bexc 0.43kV	T excitación i	5.941	4.42	16.802	5.941	4.42	16.802
Baux 0.48kV	T auxiliar i	11.643	9.68	32.92	11.643	9.68	32.92



## **2.6 EVALUACION DEL SISTEMA ACTUAL.**

### **2.6.1 Flujos de Potencia.**

Los resultados de voltajes y ángulos en cada una de las barras del sistema en la simulación de flujos de potencia en condiciones actuales con demanda máxima y mínima están dentro de los límites establecidos por el CONELEC, a excepción de los valores del ángulo de barra de cada unidad de la fase C, que es  $36.304^\circ$  ya que se presentan por el tipo de conexión DYn11 del transformador principal que tiene un desfase de  $330^\circ$ .

En cuanto a la cargabilidad de los generadores y transformadores, no se tiene inconveniente, porque están dentro del máximo permisible, que es del 100%. Pero se debe tener cuidado que la cargabilidad no se incremente de cada unidad generadora de la fase AB cuando está con demanda máxima, ya que su valor se aproxima al 100%.

En conclusión se tiene que el sistema está operando normalmente y no se presenta pérdidas significativas que afecten al sistema.

### **2.6.2 Cortocircuito.**

Para el análisis de las corrientes de cortocircuito es preciso destacar que se realiza el análisis para el escenario de demanda máxima puesto que es el escenario más crítico en donde actúa el sistema.

Se observa que los nodos en el lado de 138kV y 230kV en fallas monofásicas se presenta una magnitud elevada de corriente de cortocircuito 40.405 kA y 25.212 kA respectivamente; es por ello la importancia de este estudio para realizar una revisión de los sistemas actuales de protección. Cabe indicar que las fallas monofásicas son superiores a las trifásicas en estas barras.

La corriente de falla monofásica como trifásica en magnitud, son muy similares tanto en demanda máxima como en mínima de la salida del Transformador de servicios auxiliares o en la barra de 0.48kV.

Se tiene valores de corriente de falla trifásica muy altas en la barra de 13.8kV comparadas con la falla monofásica, lo cual indica que el aporte de las unidades de generación en el sistema son significantes. Y pueden causar daño a los equipos propios de la central, por lo que es necesario una buena protección de los equipos y una buena coordinación de las protecciones para que éstas actúen en el momento correcto y no antes o después de ocurrida la falla.

Otro aspecto importante que hay que considerar es que no se aportan corrientes de cortocircuito monofásicas y trifásicas los transformadores de servicios auxiliares tanto de la fase AB como de la C a la barra de 13.8 kV, debido a que son transformadores para carga y que están conectados en delta-estrella. Muy similar ocurre con el transformador de excitación para fallas trifásicas. Por lo tanto no tienen repercusión ni en sus máquinas ni en su sistema de protecciones.

Los valores de corriente obtenido en el presente análisis, se utilizan para coordinación y calibración de los dispositivos de protección, los cuales se verán más adelante. También sirven para obtener un criterio técnico sobre los transformadores de corriente ante una posible saturación del núcleo.

### **2.6.3 Protecciones.**

El sistema eléctrico actual de la central Paute – Molino, se encuentra operando normalmente, sin embargo, sus elementos como los generadores y transformadores se encuentran protegidos con relés de tecnología electromecánica (Fase AB) y estática (Fase C) que no prestan la confiabilidad necesaria, ya que están sujetos a mantenimientos no programados ocasionando paralizaciones inoportunas a la unidad. Y esto implica pérdidas económicas muy grandes en la producción de energía eléctrica, lo cual se

evita mediante la selección e implementación de nuevos relevadores con tecnología digital.

En cuanto a las funciones de protección de la Fase AB se puede decir que están faltando ciertas funciones como la de bajo voltaje a tercer armónico que protege el 100% de fallas a tierra del estator, otra función que no está presente es la de potencia inversa o antimotorización que brinda una protección más segura al generador ante una posible absorción de potencia del sistema, también debería considerarse la función de protección contra energización inadvertida ya que puede ser energizada accidentalmente cuando la máquina se encuentre fuera de línea, cuando el generador tenga un excesivo flujo magnético, que es el resultado de un sobrevoltaje y una baja frecuencia es necesario colocar una función de protección que proteja al sistema de esta falla.

Por medio de las estadísticas que presenta la central Molino en la fase AB en cuanto a fallas dentro del sistema, que son nulas, la protección de los transformadores de unidad o principal, de excitación y como la de servicios auxiliares están muy bien protegidos ante cualquier falla; pero sí es necesario realizar un análisis mucho más profundo, lo cual se lo hará posteriormente.

La segunda etapa de la central cuenta con un buen sistema de protección para los generadores, lo cual mantienen al sistema en buenas condiciones, pero los transformadores no tienen las suficientes funciones de protección que protejan al 100% de cortocircuitos que se puedan dar en el sistema. En el momento en que se produzca una falla a tierra debe existir una protección tal que discrimine la corriente de falla, la corriente de inrush y la compensación de la conexión, esto ocurre con los transformadores de servicios auxiliares y de excitación.

# **CAPÍTULO 3**

### **CAPITULO 3: ANÁLISIS DEL EQUIPAMIENTO PRIMARIO Y DE LOS SERVICIOS AUXILIARES.**

#### **3.1 INTRODUCCIÓN.**

En esta sección se determina todas las características o parámetros de un TC que permitan evaluar o diagnosticar el funcionamiento actual ante condiciones de posibles fallas, determinación inadecuada del TC o elevada potencia en el secundario del TC. Y también se analizará las protecciones de servicios auxiliares.

Las características de los transformadores de corriente se realiza con base en un análisis de su tiempo de saturación debido a las corrientes de cortocircuito que se presentan con una falla, teniendo en cuenta la componente de corriente continua debido a la relación X/R del sistema que alimenta la falla y con las curvas de saturación de cada TC. Adicionalmente, se ha revisado la selección de todos los TC con intención de brindar una clara información. También se establece el tiempo mínimo de saturación del TC, es decir el mínimo tiempo de que dispondría el relé para que la protección opere adecuadamente. Este análisis se desarrolla por medio del programa CT Saturation Calculator de NXT-PHASE.

#### **3.2 ANTECEDENTES.**

En un sistema de protección el equipo primario es el transformador de corriente, ya que envía toda la información desde el devanado primario hacia el elemento conectado en sus bornes secundarios, por esa razón no debe haber errores en el funcionamiento del TC, ya que provocaría una deformación en la corriente secundaria y podría causar un funcionamiento incorrecto en las protecciones asociadas al TC.

En condiciones de falla (cortocircuito) se necesita que las protecciones del sistema vean la falla y actúen sacando de servicio al elemento protegido. El secundario del TC deberá reflejar fielmente la corriente de falla que está pasando

por su devanado primario. Este secundario alimenta a las bobinas de los distintos relés que producen la señal de apertura del elemento protegido.

### **3.3 ANALISIS DEL EQUIPO PRIMARIO.**

#### **3.3.1 Transformador De Corriente Para Protección.**

El transformador de corriente utilizado para protección tiene la capacidad de suministrar hasta 20 veces su corriente nominal sin que se sature y tener un error máximo del 10%, por consiguiente, un transformador saturado es aquel que pierde su relación de transformación por efectos de sobrecarga o por altas magnitudes de corriente que atraviesan al equipo. El TC para protección como para medición deberá cumplir ciertas condiciones, y son:

- 1) La prestación del TC.\_ que se ha definido, como el conjunto de aparatos que puede conectarse en serie en el secundario, es menor en el caso de medición que en el de protección, ya que los instrumentos de medida consumen menos que los relés.
- 2) La clase.\_ que está dada por el error de módulo del transformador, es mayor en medición, ya que los instrumentos deben dar valores lo más exactos posibles. Mientras que en protección, los relés que son aparatos más burdos, no necesitan exactitud, sino valores aproximados de corriente.
- 3) El coeficiente de saturación.\_ que indica hasta dónde la curva de saturación es lineal, es mucho mayor en el de protección que en el de medición, aunque tenga 10 ó 20 veces la corriente nominal en el primario, como ocurre en el caso de cortocircuito se reflejen el secundario en forma proporcional. Es decir, que el TC de protección no debe saturarse durante el cortocircuito o falla.

### 3.3.2 Selección Del Transformador De Corriente.

Para la selección de un transformador de corriente asociado con un relé de protección, utilizando las normas ANSI, es necesario considerar los efectos de la saturación de estos elementos. Para ello, se debe tener en cuenta la corriente de magnetización medida en los terminales secundarios del transformador de corriente. La corriente de excitación tiene valores definidos para cada nivel de voltaje como se muestra en la Figura 3.1.

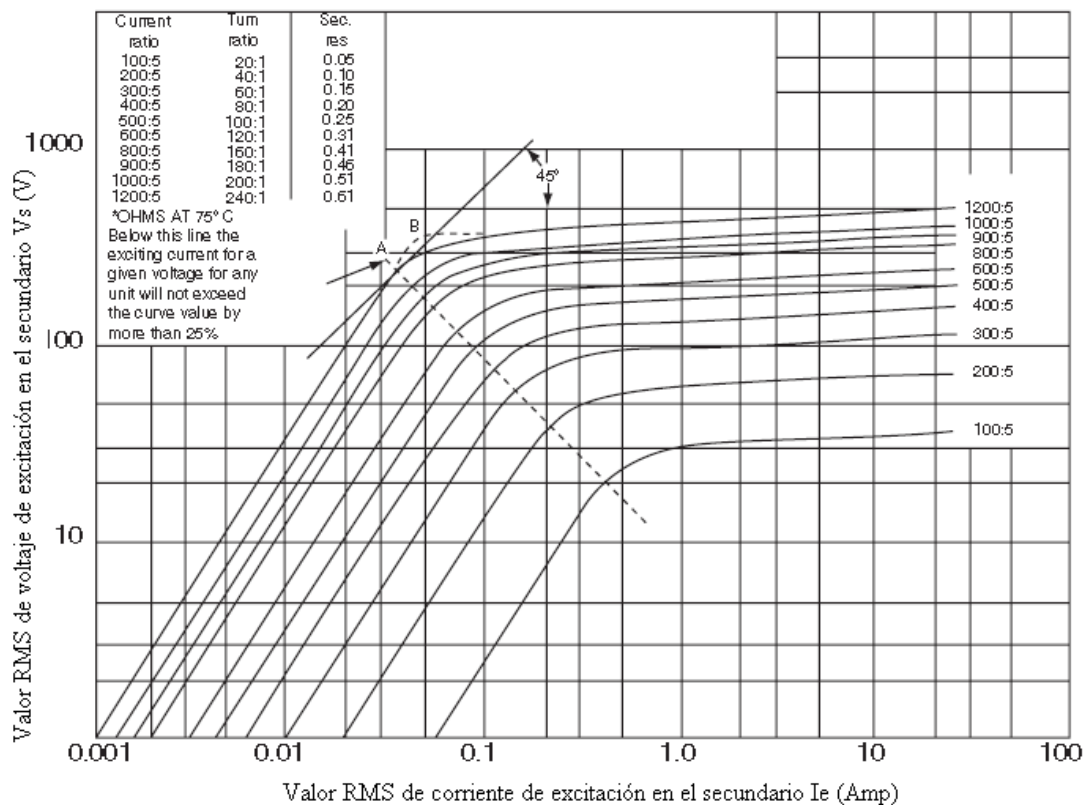


Figura 3.1. Curva típica de excitación para un TC multirelación de clase C

El punto A es la llamada “rodilla” o punto efectivo de saturación, y se define como la intersección de la curva con una línea tangente a 45°. Esta curva es una medida del rendimiento del TC, y puede ser usada para determinar los factores de corrección de transformación para varios niveles de excitación de estado estable. Sobre la rodilla está la región de saturación donde un cambio en  $I_e$  no produce un cambio significativo en  $V_s$ , y por debajo de la rodilla está la región de no saturación donde  $I_e$  es insignificante.

Según la norma ANSI, los índices de precisión, para TC's de protección, están basados en una corrección de la transformación sin exceder el 10% de error y dichos índices están designados por clasificación y voltaje secundario, como por ejemplo C240, el voltaje secundario (240) es el voltaje que soportará el TC cuando a él esté conectado un burden nominal y por el cual circula una corriente de 20 veces la corriente nominal sin exceder el 10% del error en la transformación (Clase C).

La selección de transformadores de corriente para protecciones de acuerdo con normas IEC es substancialmente parecida a las normas ANSI, sólo que debe tenerse en cuenta que en la Norma IEC, las relaciones secundarias pueden ser 1 A, 2 A, y 5 A y que el número de veces la corriente nominal del TC a la que debe garantizarse la exactitud es de 10, 20 ó 30.

### **3.3.3 Saturación En Los TC's.**

Cuando se satura un TC, este puede generar armónicas. Por lo que debido a estas causas se pueden presentar algunos problemas en los sistemas de protección por la saturación del núcleo de los TC's, como son:

- ◆ Que el relevador no vea la falla.
- ◆ Que el relevador vea la falla pero con mucho retardo.
- ◆ Que el relevador vea la falla que no exista en su zona de operación.

Existen ciertos factores que influyen en la saturación de los TC's y son:

- ◆ Magnitud de la corriente de cortocircuito.
- ◆ Presencia de la componente DC ( $1+X/R$ ).
- ◆ Relación de transformación de los TC's.
- ◆ Flujo magnético residual en el núcleo de los TC's.
- ◆ Tamaño de la carga secundaria (burden).



La carga (burden) de un TC es el máximo valor de carga en ohms (impedancia) que se puede alimentar a través de él sin que se sature y está definido por la sumatoria de la resistencia interna, la resistencia del relé y la resistencia del circuito de conexión.

El burden estándar de los transformadores de corriente colocados en la Central Hidroeléctrica Paute se relaciona en la siguiente tabla:

Burden Estándar Para Protección					
Designación	Resistencia (Ohm)	Inductancia (milihenrys)	Impedancia (Ohm)	Potencia a 5A (VA)	Factor de potencia
B-0.8	0.48	1.84	0.8	20	0.6
B-2.0	1.2	4.6	2	50	0.6
B-2.4	1.44	5.52	2.4	60	0.6
B-2.8	1.68	6.44	2.8	70	0.6
B-4.0	2.4	9.2	4	100	0.6

### 3.3.4 Desarrollo Del Estudio De Los Transformadores De Corriente.

Para cada TC se consideran las contribuciones de corrientes de cortocircuito más críticas, tanto para fallas internas como externas a la zona de protección que cubre el TC. Con el fin de considerar en el análisis del proceso de saturación del TC, el efecto de la componente de corriente continua durante una falla se incorpora como parámetro la relación X/R de cada uno de los contribuidores a la falla.

#### 3.3.4.1 Datos De Entrada Para El Análisis.

Para este análisis en el programa de NXT-PHASE se tiene en cuenta la siguiente información:

1. Determinar el voltaje de saturación ( $V_s$ ) para el TC en cuestión. Esto se define como el voltaje de excitación de rms que corresponde al 10% de la corriente del error. Por ejemplo, para un TC nominal de 5A

que se espera que se ocupe de 100 amperios con un diez por ciento del error, el error actual al voltaje de saturación  $V_s$ , es diez amperios. Para la exactitud máxima, éste debe ser un valor moderado proporcionado por el fabricante. Por ejemplo, un C400 CT tiene un  $V_s$  nominal de 400 voltios rms, pero el real moderado  $V_s$  será un valor más alto; podría ser por ejemplo 420 voltios rms.

2. Determinar la cuesta o slope ( $1/S$ ) de la parte superior de la curva de saturación, siendo cuidadoso que la curva se traza en escala logarítmica log-log. "S" se define como el recíproco de esta cuesta. Se debe conseguir una cuesta que este dentro del rango de  $15 < S < 25$ . El resultado final no es muy sensible al valor de S. Los datos de curva de saturación de cada TC se lo muestra en la tabla 3.1 y 3.2.

#### HOW TO MEASURE THE SLOPE

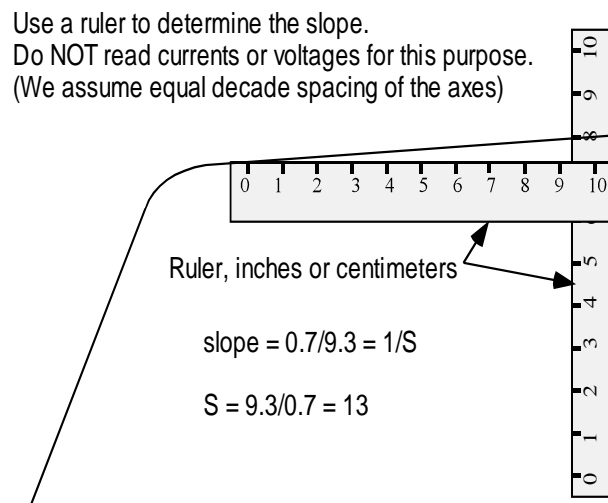


Figura 3.2 Determinación de la pendiente de saturación.

3. Otros parámetros de ingreso son: la resistencia del devanado del TC, la carga (Resistencia del cableado + Resistencia del relé), el grado del dc-desplazado en por la unidad (-1 o 1), del sistema primario la relación de X/R y la corriente RMS simétrica primaria. También se considera la magnitud de la corriente de cortocircuito que circula por el primario del TC.

<b>Tabla 3.1. Datos de la Curva de Saturación de los TCs de la Fase AB</b>										
	<b>Vs (V)</b>									
<b>Ie. (A)</b>	<b>1c</b>	<b>3c</b>	<b>4c</b>	<b>6c</b>	<b>7c</b>	<b>8c</b>	<b>9c</b>	<b>11c</b>	<b>12c</b>	<b>13c</b>
0,01	49	58	60	72	51,52			3,9	8,8	1,5
0,02	142	153	146	180	116,28			39	23	4,3
0,04	270	280	265	300	287,28	20,5		106	56	9,9
0,06	313	325	300	335	430,92	37		120	92	12
0,08	342	355	325	352	506,16	55	9	124	112	13,7
0,1	360	370	344	366	538,08	71	15	126,5	124	14,7
0,2	397	400	378	400	629,28	106	55	133	147	16,5
0,5	415	416	415	420	731,88	111	105	134	151	17,2
1	428	429	430	433	852,72	113	109	136	157	18
2	440	440	442	443	1035,12	115	113	139	160	18,05
5	445	443	444	445	1244,88	118	117	140	162	18,2
10	449	446	447	447	1250	120	118	142	163	18,3

<b>Tabla 3.2. Datos de la Curva de Saturación de los TCs de la Fase C</b>									
	<b>Vs (V)</b>								
<b>Ie. (A)</b>	<b>TC-1</b>	<b>TC-3</b>	<b>TC-4</b>	<b>TC - 6</b>	<b>TC - N</b>	<b>TC - 8</b>	<b>TC - 7</b>	<b>TC - UT</b>	<b>TC - ET</b>
0.01	155	175	180	165					33
0.02	410	440	440	562					101
0.05	600	630	635	590	15	40		2,7	175
0.1	660	690	690	650	36	110		6,6	200
0.2	710	740	750	700	94	225	400	13	215
0.3	740	760	770	730	145	265	420	23	220
0.4	755	775	790	750	180	280	430	32	225
0.5	760	785	800	760	195	290	440	42	230
0.6	772	790	810	770	205	295	445	49	232
0.7	780	796	815	775	210	300	450	57	235
0.8	785	802	822	782	215	305	455	62	240
1	800	810	830	790	220	310	460	69	245
10	850	860	865	830	240	335	475	85	270

### 3.3.4.2 Resultados.

En las tablas 3.3 y 3.4 se resumen todas las características de cada TC. En el Anexo C.1 y C.2 se presenta los resultados del análisis de saturación.

Según los resultados se tiene que ante una falla interna el TC designado 8c con una relación 1200/ 5 correspondiente al transformador principal o de unidad de la Fase AB tiende a saturarse a 4.5 ms, permitiendo tener un criterio en la elección de un dispositivo de protección de alta velocidad (aprox. 4ms) para el despeje de la falla y prevención de saturación del TC. Este tiempo permitido es debido a la consideración de máxima corriente de falla existente en ese punto, pudiendo el tiempo variar ante otras consideraciones de falla (magnitudes menores).

Otro resultado a considerar, se tiene que en el TC (9c) colocado en el neutro del transformador principal de la Fase AB se satura a 9ms y 11.5ms ante corrientes máximas de falla interna y externa respectivamente. El punto crítico de este análisis es el tiempo de saturación que tiene ante fallas externas trifásicas, dado principalmente a que el dispositivo de protección principal no opera correctamente permitiendo actuar la protección de respaldo en un tiempo mayor, siendo este tiempo mayor a 11.5ms logrando una saturación en el TC y una operación errónea de la protección. Como una recomendación para este caso es cambiar el transformador de corriente existente por uno de mayor relación de transformación (600/5 y clase C200) con el objetivo de prevenir saturación en tiempos cortos y evitar disparos erróneos por los dispositivos de protección que se encuentran conectados a las salidas del TC analizado.

En la “Fase C” se tienen tiempos de saturación mayores a 23ms permitiendo así prevenir la saturación de los TC’s ante cortocircuitos internos y externos ya que los nuevos dispositivos de protección operan alrededor de 4 a 8ms.

TABLA 3.3 ESPECIFICACIONES DE LOS TCs PARA PROTECCION DE LA "FASE AB"

Designación	Voltaje (kV)	Relación		Capacidad	Clase de Precisión	Relé asociado	Resistencia interna del TC ( $\Omega$ )	Resistencia del cableado ( $\Omega$ )	Resistencia del relé ( $\Omega$ )	Corriente Máxima de Cortocircuito (kA)	Contribución del alimentador		Contribución del sistema		Tiempo de saturación para falla interna (ms)	Tiempo de saturación para falla externa (ms)
		Primario	Secundario	VA							Corriente (A)	Relación X/R	Corriente (A)	Relación X/R		
TCs del Transformador Elevador																
8c	138	1200/600	5		C200	87 GT	0,6	0,148	0,3	40,4	2314	11,42	29061	33,5	4,5	60
7c	138	2000/800	5			85L y de Respaldo 51	1	1,19	0,2	40,4	2314	11,42	29061	33,5	24	No se satura
9c	Neutro	200	5		C100	51N	0,2	0,118	0,148	40,4	2314	11,42	2657	33,5	9	11,5
10c	138	548	2			49T	0,3	0,118	0,2	40,4	2314	11,42	29061	33,5		
TCs del Generador																
4c	13,8	6000	5	60	10P20	87 G	1,39	0,118	0,3	61,04	21135	26,04	39911	11,71	25	43
6c	13,8	6000	5	60	10P20	46-40-51V-59-81-27	1,39	0,118	0,76	61,04	21135	26,04	39911	11,71	23,5	37,5
3c	Neutro	6000	5	60	10P20	87 G	1,39	0,118	0,3	61,04	21135	26,04	39911	11,71	25	42
1c	Neutro	6000	5	60	10P20	87 GT	1,39	0,118	0,3	61,04	21135	26,04	39911	11,71	25,5	43
TCs del Transformador de Servicios Auxiliares																
12c	13,8	600/50	5			51 Aux	0,34	0,018	0,148	61,04			353	4030,17	No se satura	No aplica
13c	Neutro	150	5		5P20	51N Aux	0,15	0,018	0,148	61,04			353	4030,17	12	No aplica
TCs del Transformador de Excitación																
11c	13,8	100	1	10	5P10	51 Ex	0,07	0,0178	0,148	61,04	155	26,04	148	9615,82	No se satura	No se satura

TABLA 3.4 ESPECIFICACIONES DE LOS TCs PARA PROTECCION DE LA "FASE C"

Designación	Voltaje (kV)	Relación		Capacidad	Clase de Precisión	Relé asociado	Resistencia interna del TC ( $\Omega$ )	Resistencia del cableado ( $\Omega$ )	Resistencia del relé ( $\Omega$ )	Corriente Máxima de Cortocircuito (kA)	Contribución del alimentador		Contribución del sistema		Tiempo de saturación para falla interna (ms)	Tiempo de saturación para falla externa (ms)
		Primario	Secundario	VA							Corriente (A)	Relación X/R	Corriente (A)	Relación X/R		
TCs del Transformador Elevador																
CT - 8	230	600	5	70	5P20	87 GT	1,39	0,12	0,028	21,13	1562	11,99	17448	25	6,5	58
CT - 7	230	1200	5	100	5P20	85L y de Respaldo 51	0,0023	0,056	0,2	21,13	1562	11,99	17448	25	40	No se satura
CT - N	Neutro	250	5	50	5P20	51 TN	0,0034	0,056	0,028	21,13	1562	11,99	17448	25	24	No se satura
TCs del Generador																
CT - 3	13,8	6000	5	70	5P20	87 G	1,39	0,085	0,028	70,416	29784	26,91	41361	13,132	No se satura	91
CT - 1	13,8	6000	5	70	5P20	49-46-21-40-59-59/81-27-25-227	1,39	0,085	0,765	70,416	29784	26,91	41361	13,132	41	48
CT - 4	Neutro	6000	5	70	5P20	87 G	1,39	0,085	0,028	70,416	29784	26,91	41361	13,132	No se satura	91
CT - 6	Neutro	6000	5	70	5P20	87 GT	1,39	0,085	0,028	70,416	29784	26,91	41361	13,132	No se satura	91
TCs del Transformador de Servicios Auxiliares																
CT UT-U	13,8	100	5	20	5P20	50-51 UT	0,023	0,049	0,028	41,36			448	3722,55	93	No se aplica
TCs del Transformador de Excitación																
CTEX-U	13,8	600	5	50	5P15	50-51 ET	0,34	0,056	0,028	29,78	214	26,91	205	8144,41	No se satura	No se satura

### **3.4 ANALISIS DE LAS PROTECCIONES EN LOS SERVICIOS AUXILIARES.**

La protección en los servicios auxiliares se lo realiza de manera distinta que en un SEP, se lo protege por medio de interruptores de potencia y seccionadores.

#### **3.4.1 Interruptor.**

El interruptor es capaz de establecer, soportar, e interrumpir corrientes en condiciones normales de circuito; así como también es capaz de establecer, soportar por un lapso definido, e interrumpir corrientes en condiciones anormales de circuito tales como las de falla o cortocircuito.

El poder de interrupción se caracteriza por el valor eficaz de la componente periódica de la corriente, y por el porcentaje de la componente aperiódica en el instante de separación de los contactos. El interruptor debe poder interrumpir en condiciones fijadas por las normas (IEC o ANSI), hasta su poder de interrupción nominal, todas las corrientes de cortocircuito con cualquier porcentaje de componente aperiódica, siempre que no pase del valor fijado por las normas. El valor de la componente aperiódica corresponde al tiempo mínimo de apertura del interruptor, y en caso de que el disparo se produzca por una fuente de energía auxiliar se deberá sumar a dicho tiempo mínimo, un semiperíodo de la frecuencia nominal.

Cuando los interruptores están instalados próximos a generadores, la componente aperiódica puede ser grande, llegándose incluso a que la corriente de cortocircuito no pase por cero durante algunos períodos. En estos casos las solicitaciones en el interruptor se reducen retardando su apertura, o intercalando un dispositivo amortiguador suplementario y abriendo después el interruptor principal. Para voltajes inferiores al voltaje nominal el interruptor debe poder interrumpir su poder de interrupción. También se tiene que los interruptores situados cerca de

generadores, pueden estar sometidos a una elevada velocidad de crecimiento del voltaje transitoria de restablecimiento y deben ser examinados en detalle.

Un interruptor que interrumpe un cortocircuito próximo a un transformador, sin que exista capacidad apreciable entre interruptor y transformador puede estar sometido a una elevada velocidad de crecimiento del voltaje de retorno, y a un elevado valor de cresta. También debe prestarse atención a los interruptores instalados en el primario de transformadores y que deben interrumpir cortocircuitos secundarios.

### **3.4.2 Seccionador.**

El seccionador es utilizado para abrir o cerrar un circuito con una corriente despreciable (como ser corriente capacitiva de barras, conexiones, longitudes muy cortas de cables, corriente de transformadores de voltaje y divisores capacitivos) ó bien con un cambio insignificante de voltaje entre sus terminales.

Un seccionador puede ser cuchilla de tierra, cuya función es conectar a tierra parte de un circuito, pero no asegura la misma distancia que un seccionador cuando está abierta o activa.

El seccionador tiene como objetivo no poner en peligro al operador, no emitir llamas o partículas metálicas fuera de los límites que especifica el fabricante, al ocurrir un calentamiento con corriente nominal (sin exceso) el seccionador debe poder aún efectuar algunas interrupciones según sus características nominales.

Los seccionadores bajo carga pueden estar combinados con fusibles, con percutor, de manera que la fusión del fusible produce la apertura del seccionador. La fase en la que se ha producido la falla queda interrumpida por la acción del fusible, inmediatamente después la apertura del



seccionador interrumpe las restantes fases. Este conjunto puede reemplazar con ciertas ventajas económicas a un interruptor, en muchos casos.

Es muy importante en estos aparatos la cantidad de maniobras que pueden hacerse sin necesidad de mantenimiento.

### **3.4.3 Análisis Y Diferencias.**

La diferencia más notable entre interruptores y seccionadores es la velocidad de separación de los contactos. Los interruptores presentan elevadas velocidades de movimiento de los contactos que se consiguen mediante resortes que se cargan previamente, solenoides, aire o gas comprimido, líquido comprimido. En cambio los seccionadores tienen una velocidad lenta, cuando el operador comanda manualmente el seccionador la velocidad depende del operador, cuando el seccionador tienen comando automático (por motor) es en general reducida.

Los seccionadores de puesta a tierra que deben poder establecer cortocircuitos, son en general con un mayor grado de complicación que los seccionadores sin poder de cierre. Al utilizar cuchillas de tierra deben tomarse las previsiones y realizar los enclavamientos necesarios para que cuando se las cierra no exista posibilidad de establecer un cortocircuito.

Los seccionadores bajo carga, tienen capacidad para interrumpir corrientes hasta cierto valor, pero no pueden interrumpir corrientes como las de cortocircuito, en consecuencia, a veces, deben preverse enclavamientos que impidan la realización de maniobras mientras circulan corrientes de falla. El comando de estos seccionadores debe ser rápido, y en general está proyectado para independizar la velocidad de separación de los contactos de la velocidad de operación.

El seccionador no puede interrumpir corrientes, y en consecuencia debe estar asociado a un interruptor que sí puede. Entonces debe existir un

enclavamiento que impida maniobrar el seccionador si no se puede comandar la maniobra.

La necesidad de interrumpir el arco, que en general debe hacerse en una cámara de interrupción, hace que los contactos no sean visibles en los interruptores, pero en cambio el seccionamiento es visible dentro de los seccionadores.

Si las fallas son frecuentes y/o la alimentación es muy importante, el conjunto seccionador fusible tiene el inconveniente de no poder restablecer el servicio hasta que no se haya reemplazado el fusible, ocasionando un costo muy considerable dentro de la empresa.

Además de las características eléctricas del equipo protector, se debe controlar que cumpla con sus funciones durante su vida útil. El mantenimiento no debe ser excesivamente frecuente, en usos generales la protección maniobrará pocas veces, en cambio ciertas aplicaciones el seccionador o interruptor debe dar sus prestaciones máximas con gran frecuencia.

# **CAPÍTULO 4**

## **CAPITULO 4: DISEÑO DEL NUEVO SISTEMA DE PROTECCIONES.**

### **4.1 INTRODUCCION.**

Una vez evaluado la situación actual en la que se encuentra el sistema de protección de la central Paute-Molino, se realiza el diseño del nuevo sistema de protección de cada grupo generador-transformador, que representa un punto clave tanto para la confiabilidad y estabilidad en las operaciones de la unidad generadora como para la seguridad del personal.

El nuevo diseño consiste en mejorar los dispositivos de protección existentes, mediante la implementación de nuevos equipos como los relés numéricos; en base a los requisitos y normas actuales para la protección de generadores y transformadores se realiza la selección apropiada de las funciones de protección.

Dentro de este proyecto tratamos algunas características y especificaciones técnicas fundamentales que tienen los nuevos equipos de protección en comparación a los relés de tecnología electromecánica y estática colocados actualmente en la central.

### **4.2 ANTECEDENTES.**

Debido al desarrollo tecnológico en sistemas de protección, se han permitido integrar funciones de protección adicionales dentro de un SEP, brindando mayor seguridad tanto para el personal como para el sistema eléctrico.

Estos aspectos dan lugar a utilizar la tecnología con equipo más inteligente para cubrir la diversidad de funciones, lo cual sugiere el uso de la técnica microprocesada en sistemas de protección, control y regulación con una excelente respuesta y velocidad. En cuanto a la protección del generador y transformador, la tendencia actual es concentrar e integrar todas las funciones de protección, con una disminución significativa en cuanto al cableado y tamaño del equipo protector.

Los modernos relés con tecnología digital cuentan con diversas características que los hacen ideales para la protección de generadores, además esta tecnología de relés ofrece ventajas de importancia sobre los antiguos sistemas de protección por medio de relevadores electromecánicos, las más importantes de dichas características son: las funciones seleccionables por el usuario, el autodiagnóstico, la capacidad de comunicaciones y el monitoreo oscilográfico. En este capítulo se describen cada una de estas características.

La problemática principal que tiene la central sobre el sistema de protección es la necesidad de tener un sistema de respaldo que permita tener flexibilidad en el manejo, mantenimiento y reparación de los relés unifuncionales instalados en cada unidad generadora, para así brindar mayor confiabilidad al sistema y un beneficio económico a la empresa.

### **4.3 CÁLCULOS.**

Como se propone implementar un nuevo TC para la función de protección de sobrecorriente 51N UT del transformador de servicios auxiliares, el valor de cálculo de la corriente eléctrica está en función de su potencia trifásica y de su voltaje de fase.

$$I = \frac{P_{\text{trifásica}}}{\frac{V_{\text{fase}}}{\sqrt{3}}} = \frac{480 \text{ kVA}}{\frac{0.48 \text{ KV}}{\sqrt{3}}} = 577.35 \text{ A}$$

Entonces la relación de transformación de corriente del TC corresponde a 600/5, con una precisión de 10P20, una potencia de 50VA y error máximo del 10%.

### **4.4 SELECCIÓN DE LOS NUEVOS EQUIPOS DE PROTECCION.**

Con el objeto de mejorar el sistema de protecciones de la central Molino, se opta utilizar relés multifuncionales con tecnología microprocesada, ya que optimizan espacios y recursos económicos, estos equipos inteligentes incorporan una serie de funciones de protección que se seleccionan de acuerdo al equipo que se quiere

proteger, existe algunos casos específicos donde se opta utilizar relés unifuncionales con la misma tecnología que de los multifuncionales. Estos relés se caracterizan por que ante una gran magnitud de corriente, el tiempo de operación es muy pequeño y puede ser ajustado de acuerdo a los requerimientos del sistema de protección proporcionando aislamiento inmediato ante cualquier anomalía o falla.

#### **4.5 FUNCIONALIDADES Y CARACTERISTICAS DE LOS NUEVOS EQUIPOS DE PROTECCION.**

Los nuevos equipos de protección, como se mencionaron anteriormente, son relevadores multifuncionales con tecnología microprocesada, estos equipos deben cumplir con las funciones de protección indicadas en las figuras D.1 y D.2 del Anexo D. Existen relés que también presentan otras funciones adicionales a las mencionadas anteriormente las cuales pueden ser activadas para tener un uso potencialmente alto del equipo, como un ejemplo de esto se muestra en el Anexo F los esquemas y equipos que deben ir en la central Molino con distintos fabricantes de relés de protección.

Las características que tienen o deben tener los nuevos equipos de protección se describen a continuación:

##### **a) Funcionalidad Seleccionable Por El Usuario.**

La funcionalidad de la protección varía mucho según el tamaño del generador, el tipo de generador (de inducción o sincrónico) y por el nivel de funcionalidad que se requiera. Estas variables hacen que la funcionalidad seleccionable (selección cuidadosa) sea una característica de gran importancia. Dicha característica permite que la configuración específica del relé digital de multifunción sea controlada por el usuario, no por el fabricante.

El usuario que adquiere un costoso conjunto de multifunción para protección de generadores e inhabilita numerosas funciones porque no son apropiadas para su aplicación específica, desperdicia las ventajas económicas de la

protección tipo multifunción. Los relevadores multifuncionales permiten seleccionar funciones adicionales por medio de una “biblioteca de funciones adicionales” las cuales suelen ser activadas para aprovechar las ventajas que estos dispositivos prestan.

**b) Capacidad De Autodiagnóstico.**

El autodiagnóstico de un relé digital de multifunción permite la detección inmediata de fallas en el relé. Si no se cuenta con protección adecuada del generador, este puede verse sometido a condiciones perjudiciales tales como las corrientes de falla no detectadas, los sobrevoltajes y el alto esfuerzo torsional del eje del generador debido al recierre automático. Por estas razones, el autodiagnóstico adquiere cada vez mayor importancia. Las antiguas tecnologías electrónicas o electromecánicas no ofrecían este margen de seguridad.

La característica de autodiagnóstico tiene lugar durante el arranque y de manera periódica durante el funcionamiento del relevador, cualquier problema encontrado por esta característica, originará una alarma y un evento.

**c) Puertos Y Protocolos De Comunicación.**

Una característica importante de estos relés son los puertos y protocolos de comunicación que poseen y se utiliza para su fácil acceso por cualquier medio de comunicación para la operación local y remota.

Los puertos de comunicación se encuentran tanto en la parte frontal como trasera del equipo y pueden ser utilizados para realizar los ajustes, para visualizar, recoger registros, parámetros y medidas del relé haciendo uso de una aplicación propietaria. Muchos relés digitales poseen puertos de interfaz serie estandarizados como el RS-232 y RS-485 y algunos otros también poseen puertos de interfaz Ethernet.

En cambio los protocolos de comunicación son las herramientas que permiten el intercambio ordenado o codificado de información entre equipos que se encuentran en la red de comunicación. Estos protocolos transportan: información de sincronización, secuencias, manejo de errores, entre otras.

Antiguamente gran parte de la información podía obtenerse mediante un conjunto de relés conectados al generador, actualmente con los relevadores digitales se ha eliminando la necesidad de contar con transductores y medición adicional. Asimismo, la capacidad de interrogar al relé de protección del generador desde un lugar remoto para determinar los eventos de operación del relé permite disponer de información esencial para restaurar la unidad generadora al servicio en caso de disparo.

**d) Monitoreo Oscilográfico.**

El monitoreo oscilográfico de las entradas del relé (corrientes y voltajes) proporciona información sobre la causa de la operación del relé de protección e indica si el relé ha funcionado de acuerdo a lo planeado, el monitoreo oscilográfico ofrece información valiosa, sobre cuál es la razón por la que se ha provocado el disparo. Esta información se guarda en una memoria no volátil (RAM con batería) del equipo.

Toda la funcionalidad de la oscilografía se realiza desde el programa proporcionado con el equipo.

Algunas funciones de monitoreo suelen ser externas con fines específicos, por ejemplo monitorear los contactos del interruptor lo cual permite tener un conteo de las veces que se abre el interruptor con intención de tener un control para el mantenimiento del mismo. Otro suele ser en determinar el estado de los fusibles de los transformadores de tensión, debido a que alguno podría tener alguna falla, motivo por el cual se encuentra abierto, el relevador no permitiría el arranque, alertando al operador donde se encuentra la falla.



Una función de monitoreo interno es un horómetro que cuenta la cantidad de horas que el generador ha trabajado en línea para la programación de mantenimiento al primotor y/o generador.

**e) Registro De Eventos.**

Los eventos contienen determinada información que el equipo almacena cuando considera (en base a los ajustes) que ha sucedido algo importante, como los cambios de estado, arranques, disparos, actuación de contactos, alarmas y autodiagnóstico, esto proporciona la información necesaria para determinar la secuencia de eventos en el diagnóstico de un evento. Cada evento puede ser enmarcado individualmente con el fin de evitar que se registren eventos no deseados y toda esta información suele guardarse en ficheros.

Son normalmente registrados los valores de corrientes y tensiones durante una pre-falla o durante una falla que ocurra en el sistema eléctrico.

**f) Localización De Fallas.**

Esta característica tiene la finalidad de localizar rápidamente el lugar de la falla y así poder corregir lo más pronto posible la falla permitiendo incrementar la disponibilidad del equipo protegido.

La localización de la falla se efectúa cuando la protección de sobreintensidad (direccional o no direccional) haya transmitido una orden de disparo. En este caso, el localizador de fallas establece los bucles y ventanas de medida válidos con el fin de calcular los componentes de impedancia R (resistencia) y X (reactancia) en base de valores de intensidad de cortocircuito y tensión de cortocircuito registradas previamente en una memoria intermedia circulante.

La localización de la falla también se puede iniciar a través de una entrada binaria pero con una condición necesaria, que es la excitación simultánea de la protección de sobreintensidad. De esta manera es también posible el

cálculo del lugar de la falla, si ha sido otro aparato de protección el que provoca la desconexión de un cortocircuito.

#### **4.6 DESCRIPCION DEL SISTEMA ELECTRICO PROPUESTO.**

La topología actual no cambia para el nuevo sistema de protección de la fase AB o primera etapa; pero tiene una modificación en la topología de la segunda etapa (Fase C), esto se debe al incremento de un TC en el ramal de tierra del transformador de servicios auxiliares.

Con el fin de mejorar las protecciones de las unidades generadoras de la Hidroeléctrica Paute-Molino, el nuevo equipo de protección abarca las siguientes áreas que no se tenían contempladas y que cambiaría los esquemas de protección, a la altura de las nuevas normas y especificaciones sobre la protección de generadores, las nuevas áreas de protección se describen en los siguientes subtítulos:

##### **4.6.1 Protecciones Incrementadas En La Etapa I.**

- **Protección Contra Falla A Tierra Del Estator 100% (27TN).**

El relé de sobrevoltaje 59N que es utilizado para proteger al estator contra fallas a tierra y que protege al devanado del estator entre el 90 al 95% está diseñado para ser sensible al voltaje de frecuencia fundamental e insensible a los voltajes de tercera armónica y otros voltajes armónicos de secuencia cero presentes en el neutro del generador. Entonces se coloca un relé de bajovoltaje de tercera armónica que permite detectar fallas cercanas al neutro del devanado del estator y así aumentar la sensibilidad ante fallas a tierra del estator, protegiendo a éste en un 100%.

- **Protección Contra Pérdida De Excitación (40G).**

Se incrementa una nueva zona de protección con un tiempo de disparo instantáneo y representa la trayectoria del lugar geométrico de la impedancia

en máquinas con carga pesada. La segunda zona de protección detecta rápidamente una condición de pérdida de campo, minimizando la posibilidad de que este evento provoque un colapso del voltaje en toda el área.

- **Protección Contra Potencia Inversa O Motorización 32G.**

La potencia inversa del generador, puede producirse como consecuencia de la pérdida de energía en el primotor, haciendo que la máquina reciba energía activa del sistema y se comporte como un motor síncrono, que mueve al primotor. Esta condición indeseada de funcionamiento de la máquina afecta de manera diferente, a los distintos primotores, según sea naturaleza:

- ◆ Entre las máquinas térmicas, en las turbinas de vapor y de gas los efectos de la motorización provocan mayores perjuicios. En los motores diesel existe el peligro de explosión.
- ◆ Entre las turbinas hidráulicas, las Kaplan son las más afectadas, las Francis son menos sensibles y las Pelton casi no son afectadas por este fenómeno. Para estos casos se utiliza el relé de potencia inversa, para proporcionar seguridad extra y protección de respaldo.

Para detectar la motorización se utiliza un Relé Direccional de Potencia, el cual debe discriminar la condición indeseada de aquella que es momentánea debido a posibles oscilaciones de potencia, como ocurre durante la sincronización de la máquina.

- **Protección Contra Sobreexcitación 24.**

Cuando la relación Voltios/Hertz supera el valor un valor límite establecido se produce un incremento del flujo magnético de diseño de la máquina, y se puede producir la saturación del núcleo magnético. Como consecuencia de ello, se producen calentamientos excesivos en el Generador y/o Transformador, lo que puede causar una falla del aislamiento.

Una causa de la excesiva relación Voltios/Hertz es la operación del Generador durante el arranque y la parada donde se tiene frecuencias reducidas. También se puede producir una Sobreexcitación cuando se produce un rechazo de carga, el cual deja conectadas a la Central a las Líneas de Transmisión en vacío.

- **Protección Contra Energización Inadvertida 50/27.**

La protección contra energización accidental es de mucha importancia ya que al realizarse una maniobra de energización inadvertida se puede destruir el generador ya que funcionaria automáticamente como motor de inducción además que representaría un peligro para el personal que esté en las cercanías o más aun si se le estuviera haciendo mantenimiento.

El efecto de la energizar un generador desde el estado en reposo o cuando está en rotación, pero no en sincronismo, se presenta en el estator mediante un calentamiento excesivo en las trayectorias del hierro, cerca de la superficie del rotor; posibilitando la fundición de los metales, en cambio en el rotor podrían sólo ser daños mecánicos, debido a la pérdida de las cuñas de soporte, que se ocasiona en lugar del calentamiento.

#### **4.6.2 Protecciones Incrementadas En La Etapa II.**

De manera similar que en la Etapa I, en la Etapa II se opta incrementar las siguientes funciones de protección: antimotorización 32G, energización inadvertida 50/27, y sobreexcitación 24, esta última estaba representada en el sistema eléctrico actual por la función de protección 59-81.

- **Protección De Frecuencia Anormal 81G.**

Los problemas ocasionados cuando se trabaja a frecuencias anormales, pueden ocasionar reducción en la capacidad del generador. Las variaciones de frecuencia se dan principalmente por la pérdida de una carga grande o por la

salida de operación de una línea que transmitía gran cantidad de potencia, para esta situación se recomienda mantener esta función de protección.

- **Protección De Respaldo De Fase 51V.**

Esta función de protección podría ser utilizada adicionalmente a la función 21, ya que detecta las fallas entre fases y trifásicas exteriores a la unidad y dispara con demora en caso de que esas fallas no hayan sido libradas a tiempo por relevadores más próximos, sirviendo de respaldo a las protecciones diferenciales del generador y del transformador.

- **Protección De Sobrecorriente De Tierra 51N UT.**

Cuando circule una mayor corriente que la de ajuste en la zona correspondiente al centro estrella del transformador de servicios auxiliares se puede producir valores anormales de corriente, que pueden ser provocados por sobrecargas en el sistema y por cortocircuito. Estos niveles excesivos de corriente pueden provocar daño térmico o mecánico a los elementos del sistema, e influenciar negativamente en la calidad del servicio eléctrico; por lo tanto se deba implementar la función de protección de sobrecorriente de tierra 51 N UT

El resto de las funciones de protección del esquema anterior, permanecen igual sin ninguna modificación.

#### **4.7 MEMORIA TECNICA DE LOS NUEVOS SISTEMAS DE PROTECCION.**

Cuando se instala un relé se debe tener en cuenta factores como: precisión, características de tiempo, métodos de ajuste, temperatura de operación, entradas, salidas, etc. A continuación se presenta algunas especificaciones o datos técnicos que deben tener los nuevos equipos de protección para ser aplicados dentro del sistema de potencia de la central en estudio.

**a) Corrientes nominales.**

Dentro del sistema eléctrico estudiado se tiene una intensidad nominal de 5A para el circuito de los elementos de protección tanto de fase como de tierra.

**b) Rangos de ajustes.**

Los rangos de ajuste deben ser amplios y con escalas o pasos reducidos.

**c) Frecuencia.**

Para el caso de Ecuador y sobre todo para la central Paute-Molino se requiere que el equipo trabaje a una frecuencia de 60Hz.

**d) Voltajes.**

Voltaje AC por fase de 60 a 120V (ajustable). Tensión continua de 24 a 125Vc.

**e) Temperatura.**

Las condiciones favorables de temperatura con las que deben encontrarse el relé son: rango operativo de  $-10^{\circ}\text{C}$  a  $+55^{\circ}\text{C}$ ; rango de almacenamiento de  $-40^{\circ}\text{C}$  a  $+60^{\circ}\text{C}$ .

**f) Humedad.**

Puede trabajar hasta con el 95% de la humedad ambiente sin que exista condensación en el relé.

**g) Aislamiento.**

2000Vac durante 1 minuto a la frecuencia industrial.

**h) Burden.**

Sus rangos se encuentra entre 0,05 y 0,3 VA.

# **CAPÍTULO 5**

## **CAPITULO 5: ANALISIS DE AJUSTE Y COORDINACION DE LAS FUNCIONES DE PROTECCION.**

### **5.1 INTRODUCCION.**

Una vez realizado el diseño el nuevo sistema de protección y habiendo obtenido las magnitudes de las corrientes de falla, sus dispositivos de protección, son ajustados y coordinados por zonas, de acuerdo a las características operativas de cada elemento protegido en el sistema eléctrico. Permitiendo a éstos dispositivos de protección actuar ante condiciones de falla de forma selectiva y brindar así la confiabilidad necesaria en la operación de los equipos.

De la correcta calibración y coordinación de estos dispositivos, depende la optimización de recursos económicos tanto en los mantenimientos como en la adquisición de los nuevos equipos y también mejora la seguridad del personal técnico.

Para lograr una correcta calibración y un adecuado ajuste de los relés de sobrecorriente se utiliza el Software Power factory 14.0, logrando así obtener resultados muy favorables, también mediante el software se obtuvo valores de corriente de falla a tierra necesarios para dichos ajustes.

La calibración de cada una de los elementos de cada unidad de generación tanto de la primera etapa como de la segunda se lo realizó por medio de recomendaciones de fabricantes de relés y por medio de las normas IEEE/ANSI STD C37.102-2006 y IEEE/ANSI STD C37.91-2000.

### **5.2 BASES TEORICAS DE ESTUDIO.**

En el procedimiento de un estudio de coordinación de protecciones se deben considerar los siguientes puntos:



### **5.2.1 Requerimientos.**

Para este estudio será necesario tener actualizado el diagrama unifilar del sistema con los modelos y capacidades de todos los dispositivos que se va a coordinar tales como: fuentes, motores, transformadores de corriente y de potencial, relevadores, transformadores de potencia, cables, cargas, etc. Es necesario tener presente el rango y los valores de impedancia de todas las cargas y equipos, considerando las reactancias transitorias y subtransitorias de los sistemas de generación.

### **5.2.2 Estudio De Cortocircuito.**

Para la selección y ajuste de las protecciones es necesario contar con un estudio de cortocircuito, el cual nos va a determinar la capacidad interruptiva adecuada que deben tener los elementos de protección para asegurar su correcta operación y seguridad ante una falla. Este estudio se lo realizó en el capítulo 2 considerando la norma IEC 60909-2001 tanto para fallas monofásicas como trifásicas.

Usando las impedancias de los elementos conectados a la red, se calculan los valores de las fallas máximas y mínimas en los puntos de interés del sistema. Para obtener el valor mayor de corriente de cortocircuito se emplean las reactancias subtransitorias y se supone que todos los generadores y motores están activos y conectados en el sistema.

### **5.2.3 Estudios De Flujos De Potencia.**

Para el estudio de coordinación de protecciones se selecciona la máxima corriente de carga y la capacidad límite que tienen los equipos; éstos límites determinan condiciones normales de operación o daño del equipo y son utilizados para determinar las zonas de operación de los dispositivos de protección, y para ayudar a establecer los ajustes apropiados de estos aparatos, en cambio las máximas corrientes de carga junto con las máximas corrientes de

cortocircuito determinan los límites de sensibilidad de corriente dentro de los cuales los relevadores deben operar.

#### **5.2.4 Características De Los Equipos De Protección.**

En muchos dispositivos de protección y sobre todo en los de sobrecorriente las características de operación están representadas por curvas tiempo-corriente en escala logarítmica. El tiempo en que ocurre la falla se representa en cero, y todos los demás son posteriores.

Las curvas de los relevadores se representan por una sola línea y las de algunos fusible e interruptores por medio de una banda, que indica los límites donde se espera que opere el dispositivo.

Cada tipo de relevador está representada por una familia de curvas que permite el ajuste requerido, para una aplicación específica.

#### **5.2.5 Márgenes De Coordinación.**

Durante la coordinación, deberán considerarse ciertos intervalos de tiempo entre las curvas de los relevadores, para asegurar su correcta operación secuencial. Estos márgenes se requieren debido a que los dispositivos de protección tienen un tiempo de sobrecarrera; los fusibles tienen características de operación bien definidas y los interruptores ciertos tiempos de operación.

Es necesario tener la coordinación de los intervalos de tiempo a través de los dispositivos de protección que están operando en serie, de modo que su operación sea en la secuencia correcta, esto es, la unidad de abajo debe operar antes que la de arriba para corrientes de falla que fluye entre ambos relés.

El margen de tiempo debido al tiempo de operación del interruptor está incluido en las curvas características del dispositivo de protección, la banda formada por la curva de mínima operación y la de máxima operación incluye la tolerancia de fabricación y el tiempo de operación del relevador.

También es necesario considerar un margen suficiente que tome en cuenta los errores posibles en las tensiones, corrientes e impedancias; como por ejemplo, los errores de los transformadores de potencial y de corriente, conexiones, errores del rele, etc.

### 5.3 ANÁLISIS DE AJUSTE Y COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES.

#### 5.3.1 Ajustes Y Coordinación De La Primera Etapa “Fase AB”.

##### 5.3.1.1 Protección Del Generador.

Datos:

Capacidad del generador: 111MVA.

Voltaje nominal del generador: 13.8kV.

Corriente nominal del Gen: 4644A.

Relación del TC: 1200.

Relación del TP: 120.

Reactancia transitoria:  $X'd = 0.35$  p.u.

Reactancia síncrona:  $X_d = 1.09$  p.u.

Impedancia del transformador:  $11.4/_{114} = 11.1/_{111}$

Impedancia del sistema equivalente: 0.0268 p.u.

Impedancia positiva de la red equivalente:  $0.132 + j3.643 \Omega$ .

Impedancia negativa de la red equivalente:  $0.118 + j3.638 \Omega$ .

Impedancia cero de la red equivalente:  $0.017 + j1.664 \Omega$ .

Cálculo de las impedancias de la red equivalente en por unidad, se despreciará la componente resistiva porque es mucho menor a la inductiva:

$$X_{0s} = 1.664\Omega \times \left( \frac{111MVA}{(138kV)^2} \right) = 0.00969 \text{ p.u.}$$

$$X_{1s} = 3.638\Omega \times \left( \frac{111MVA}{(138kV)^2} \right) = 0.0212 \text{ p.u.}$$

$$X_{2s} = 3.643\Omega \times \left( \frac{111MVA}{(138kV)^2} \right) = 0.0212 \text{ p.u.}$$

- **Protección Contra Pérdida de Excitación 40.**

a) **Desplazamiento negativo.**

El relé de distancia tipo mho de dos zonas es comúnmente el más utilizado, éste detecta una pérdida de excitación a través de la medición de la impedancia hacia el interior del generador cuando trabaja como generador de inducción.

Es muy común establecer un ajuste para este tipo de relé dos circunferencias como se indica en la figura 5.1. El alcance mínimo del relé de distancia tipo mho será el punto  $X'd/2$  y el máximo  $X'd/2+X_d$ .

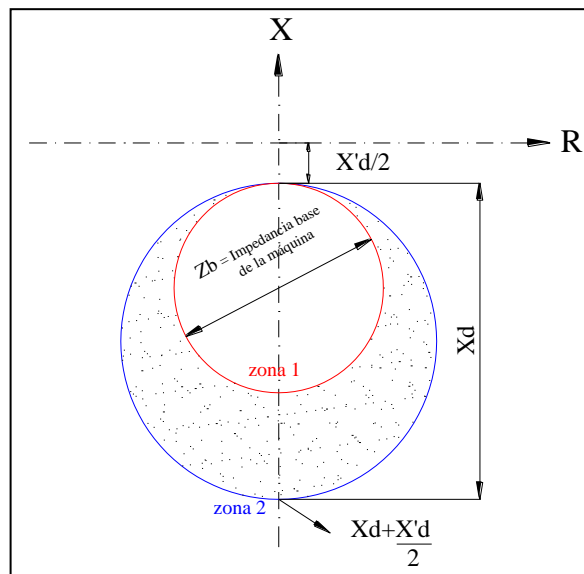


Figura 5.1. Ajuste del relevador de impedancia tipo mho en el plano R-X.

La protección de distancia debe estar coordinada con el límite mínimo de excitación que es una función de control del regulador de voltaje, con el límite mínimo de la curva de capacidad del generador y adicionalmente debe tener un retardo de tiempo para no operar cuando ocurran oscilaciones de potencia en el sistema.

La zona de operación de la protección de distancia tipo mho, trasladada a un punto en el plano P-Q, no deberá traslaparse con la zona de actuación del límite mínimo de excitación (LME), es decir, el relé actuará solo cuando el punto de operación del generador sobrepase la curva impuesta por LME, en la zona de subexcitación, como se muestra en la figura 5.2.

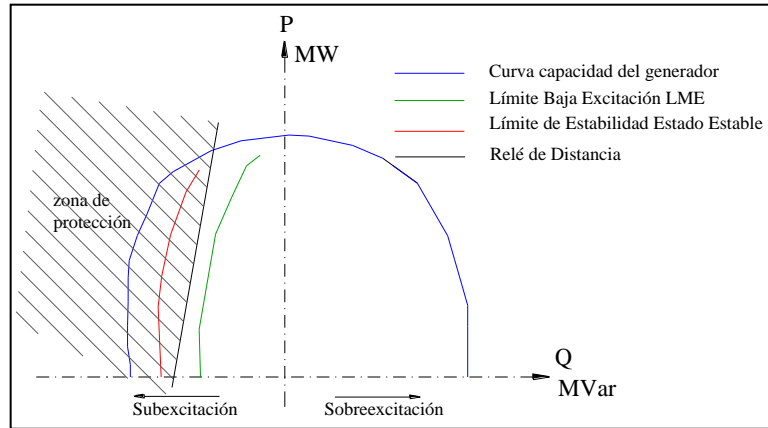


Figura 5.2. Coordinación del Relé de Impedancia.

La impedancia base en ohms del generador es:

$$Z_b (\text{secundaria}) = \frac{kV_{base}^2}{MVA_{base}} \times \frac{\text{relacion\_TC}}{\text{relacion\_TP}}$$

$$Z_b = \frac{(13.8)^2 \cdot (1200)}{111 \cdot 120} = 17.156 \Omega$$

Sustituyendo los valores de las reactancias del generador se tiene:

$$\text{El alcance es: } Xd + \frac{X'd}{2} = 1.09 + \frac{0.35}{2} = 1.265 \text{ p.u.} = 21.7 \Omega$$

$$\text{El desplazamiento es: } \frac{X'd}{2} = \frac{0.35}{2} = 0.175 \text{ p.u.} = 3 \Omega$$

$$\text{El diámetro de la zona 1 es: } D_1 = 1.0 \text{ p.u.} = 17.15 \Omega$$

$$\text{El diámetro de la zona 2 es: } D_2 = Xd = 1.09 \text{ p.u.} = 18.7 \Omega$$

El retraso de tiempo de operación de la zona 1 sugerido por la norma IEEE STD C37.102-2006 es de 0.1s y para la zona 2 es de 0.5s.

### b) Desplazamiento positivo.

Otro esquema para la protección contra la pérdida de excitación utilizando un relé de impedancia de dos zonas es presentado a continuación, este esquema difiere del anterior en que utiliza un relé de bajovoltaje para supervisión del relé principal (40) y un relé direccional. Los parámetros de calibración del relé mho de dos zonas para este esquema se muestra en la siguiente figura:

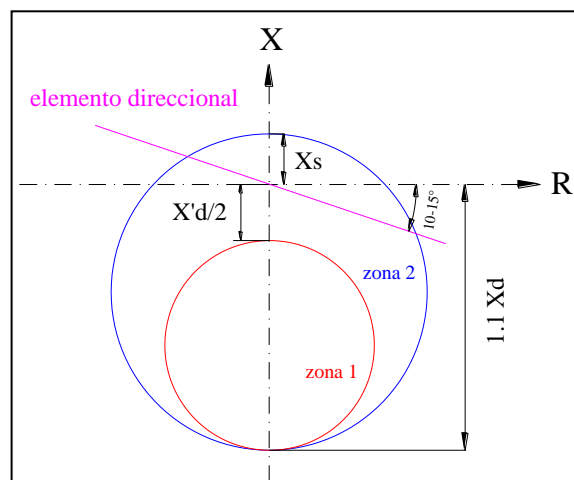


Figura 5.3. Segundo esquema de protección contra pérdida de excitación.

El ajuste del relé de distancia para este caso debe tomar como base la curva de estabilidad, se establecen como ajustes los valores que se observan en la Figura 5.3: una circunferencia desplazada  $X_s$  en el eje vertical con un diámetro  $1.1X_d + X_s$ . El valor de  $1.1X_d$  corresponde al 10% de seguridad que se debe considerar para que el relé actúe cuando el punto de operación alcance o sobrepase por muy poco a la curva de límite de estabilidad en estado estable,  $X_s$  es igual a la reactancia del transformador más la reactancia equivalente del sistema.

El elemento direccional evita que el relé opere para fallas cercanas al generador, cuya impedancia podría caer cerca del

origen en el primer o cuarto cuadrante. La inclinación de la recta puede estar entre 10 a 15%

El voltaje a los terminales del generador tiende a disminuir cuando ocurre la pérdida de excitación y la impedancia medida por el dispositivo de distancia caerá dentro de la zona de operación, el relé de bajovoltaje en este caso actuará luego de un pequeño tiempo ordenando el disparo del relé principal (se aconseja 0.5 s como ajuste). Si el relé de bajovoltaje no opera, es un indicador que el sistema puede aportar con suficiente potencia reactiva al generador para mantener la excitación, en este caso se iniciará una alarma al operador para que éste intente restablecer el campo; de no hacerlo, un retardo de 1 a 10s es utilizado antes del disparo. El relé de bajovoltaje es ajustado para actuar al 80% del voltaje nominal.

#### Ajuste para la zona 1:

$$\begin{aligned} \text{Diametro de la zona 1} &= 1.1X_d - X'd/2 = 1.1(1.09) - 0.35/2 \\ &= 1.024 \text{ p.u.} = 17.56\Omega \end{aligned}$$

$$\text{Desplazamiento} = -X'd/2 = -0.35/2 = 0.175 \text{ p.u.} = 3\Omega$$

#### Ajuste para la zona 2:

$$\begin{aligned} \text{Diametro de la zona 2} &= 1.1X_d + X_s = 1.1(1.09) + 0.111 + 0.0297 \\ &= 1.339 \text{ p.u.} = 22.97\Omega \end{aligned}$$

$$\text{Desplazamiento} = X_s = 0.14 \text{ p.u.} = 2.41\Omega$$

$$\text{Angulo del elemento direccional} = -13^\circ$$

$$\begin{aligned} \text{Relé de bajovoltaje} &= 0.8 \times \frac{\text{voltaje a neutro TP}}{\text{relacion TP}} = 0.8 \times \frac{13800/\sqrt{3}}{120} \\ &= 53.11V \end{aligned}$$

El retardo para la operación de la zona 1 es comúnmente ajustado en 0.5s (debido a la oscilación de potencia que llegase a entrar en

la zona de operación), mientras que para la zona 2 es 1s, si el relé de bajovoltaje opera y 1min si no lo hace.

### c) Basada en admitancias

Algunos relés utilizan dos o tres configuraciones para la detección de la pérdida de la excitación, en este caso se ajusta el relé con 3 configuraciones, debido al rango dinámico de operación que ofrece la protección de subexcitación.

Las configuraciones son realizadas en base a la curva de capacidad del generador por medio de la reactancia de eje directo siguiendo el cálculo siguiente.

#### Característica 1:

$$A = \frac{1}{X_d} = \frac{1}{1.09} = 0.197 \rightarrow \text{Punto base}$$

Para obtener el ángulo de la característica 1, debemos situar el punto anteriormente calculado en la curva de capacidad del generador y se procede a medir el ángulo, obteniendo el valor de 67°.

El tiempo que debe esperar a que el regulador de tensión aumente la excitación es de 10 segundos sino activará la alarma.

#### Característica 2:

La segunda característica se ajusta al 90% del ajuste dado a la primera característica con un ángulo de 90°.

$$B = 0.9 \frac{1}{X_d} = \frac{0.9}{1.09} = 0.825 \rightarrow \text{Punto base}$$



El tiempo en el que la protección hace el disparo si perdura el valor de la admitancia es de 0.5s.

Característica 3:

$$C = \frac{2}{X_d} = \frac{2}{1.09} = 1.83 \rightarrow \text{Punto base}$$

El ángulo se toma de la curva de capacidad de igual manera que las características anteriores, obteniendo el valor de 114°.

En esta característica no se tiene retardos, el tiempo es 0s.

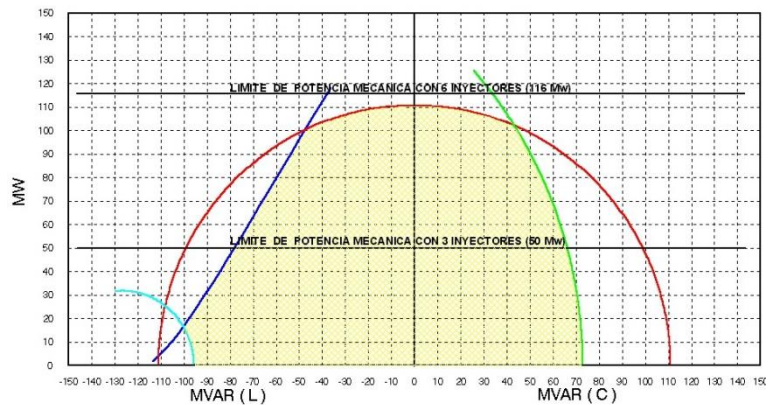


Figura 5.4 Curva de capacidad de la “Fase AB”.

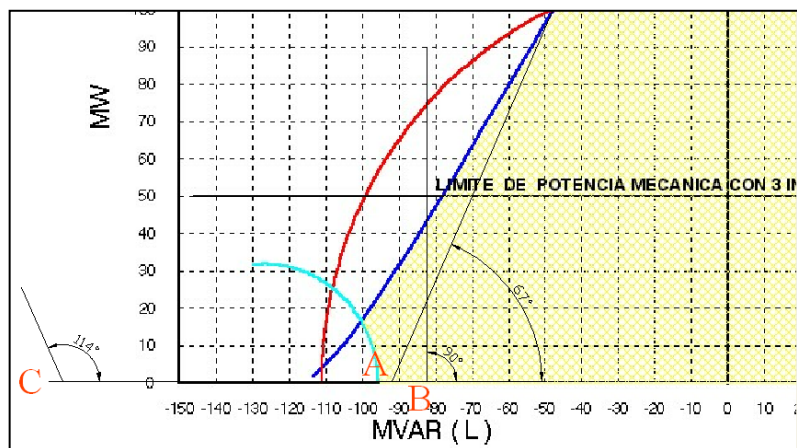


Figura 5.5 Curva de capacidad de la “Fase AB” con ajustes función 40.

**- Protección Contra Desbalance de Corriente 46.**

El calentamiento producido por las corrientes de secuencia negativa en el rotor, es proporcional a  $I_2^2 t$ , donde:

- $I_2$  es la corriente de secuencia negativa, expresada en por unidad.
- $t$  es el tiempo que dura circulando la corriente de secuencia negativa.

La máxima corriente de secuencia negativa que un generador debe soportar en forma continua, está establecida por el fabricante y/o por la norma IEEE std C50.12 para polos salientes y cilíndricos. La norma considera que el requerimiento mínimo de corriente  $I_2$  en operación continua para el generador de polos salientes es de un 10% con devanados amortiguados y que el límite de  $I_2^2 t$  es 40.

Los parámetros para la calibración del relé contra desbalance de corriente son los siguientes:

Valor admisible de corriente de secuencia negativa  $I_2(\% I_n) = 10\%$

$$K_{Gen} = I^2 t \rightarrow 40s.$$

La corriente nominal secundaria está dada por:

$$I_{sec} = \frac{I_{prim}}{RTC} = 4644 \times \frac{5}{6000} = 3.87 A$$

La corriente de secuencia negativa en operación continua en el secundario es:

$$I_2 = I_{sec} (I_2 pu) = 3.87 \times 0.1 = 0.387 A.$$

El valor típico de la temporización de la operación en este nivel es de 10s.

La corriente de alarma que se da a un 80% del nivel de disparo o del 100%, es decir, se debe asumir un 20% del margen de seguridad.

$$I_2 = 0.8 \times I_{sec} (I_2 pu) = 0.8 \times 3.87 \times 0.1 = 0.31 A.$$

En este caso el valor típico del tiempo de operación es de 5s.

El tiempo de enfriado o reposición es:

$$t_{enfri} = 4 \text{ min} = 240s \rightarrow \text{valor típico.}$$

Las redes de secuencia negativa del sistema equivalente son las que se muestran en la figura 5.7.

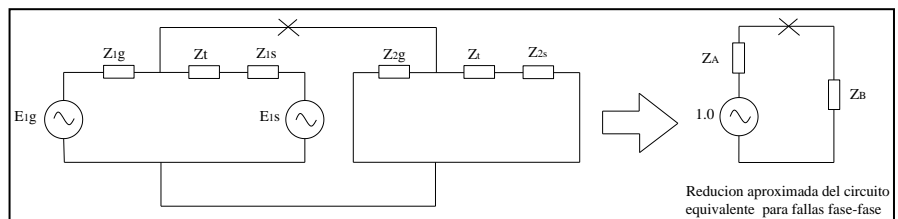


Figura 5.6 Redes de secuencia para la falla fase-fase

Las impedancias de secuencia equivalente son:

$$Z_A = \frac{X'd(Xt + X1s)}{X'd + (Xt + X1s)} = 0.0959 pu$$

$$Z_B = \frac{X2(Xt + X2s)}{X2 + (Xt + X2s)} = 0.0787 pu$$

La corriente de falla de línea a línea es:

$$I_f = \frac{1.0}{Z_A + Z_B} = 5.727 pu \Rightarrow I_2 = I_f \left( \frac{Z_B}{Z_A + Z_B} \right) = 2.58 pu$$

La corriente de falla de secuencia negativa en el secundario es:

$$I_2 = 2.58 (3.87) = 10A.$$

El tiempo de disparo en este estado debe ser inmediato  $t = 0s$ .

Otra manera de configurar el ajuste del relevador de secuencia negativa es:

Considerando la corriente nominal secundaria de 3.87A, se ajuste el TAP a 4 A.

La corriente de alarma es:

$$I_{\text{alarma}} (\text{pu}) = I_{2\_cont} \left( \frac{I_{nsec}}{I_{tap}} \right), \text{ considerando un margen de seguridad}$$

$$I_{\text{alarma}} = \frac{0.1}{1.2} \left( \frac{3.87}{4} \right) = 0.0806 \Rightarrow 8\%$$

La selección del K para el relé es:

$$K_{\text{relé}} = K_{Gen} \left( \frac{I_{nsec}}{I_{tap}} \right)^2 = 40 \left( \frac{3.87}{4} \right)^2 = 37.44s$$

$K_{\text{relé}} = \text{Dial} \times K_{cal}$ , el dial debe desplazar la curva K, un porcentaje de seguridad, en este caso un 10%, entonces el Dial = 0.9.

Corriente de arranque es:

$$I_{\text{arranq}} = I_{f_{\text{fase abierta}}} \left( \frac{I_{nsec}}{I_{tap}} \right) = 0.205 \left( \frac{3.87}{4} \right) \approx 20\%$$

Donde  $I_{f_{\text{fase abierta}}}$  es la corriente de falla de fase abierta en los terminales de salida del transformador de unidad.

- **Protección Diferencial 87.**

El ajuste de la protección diferencial es definido en 4 zonas o pendientes que se muestran a continuación:

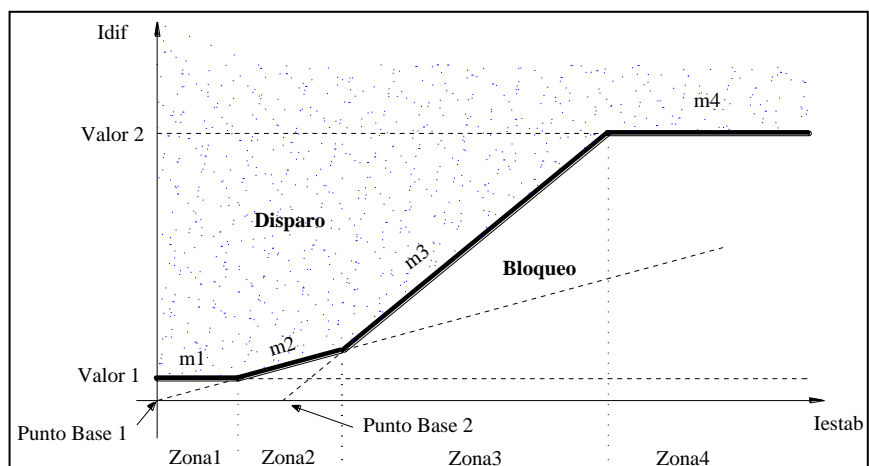


Figura 5.7 Pendientes de operación de la protección diferencial.

La zona 1 representa el valor de arranque de la protección diferencial y donde el error es constante para los transformadores de corriente.

La zona 2 permite una mayor sensibilidad ante el error que se puede presentar por el acoplamiento de los transformadores de corriente.

La zona 3 permite una mayor sensibilidad ante corrientes altas, como las presentadas ante un cortocircuito externo, el cual puede originar una saturación en los TC's.

La zona 4 determina el punto, donde si la  $I_{dif}$  sobrepasa el valor se presenta un disparo, Para un TC de relación N/5 la corriente máxima de operación en este punto no debería sobrepasar los 4A.

Los ajustes son:

El valor 1 corresponde a  $I_{dif}$  de la zona 1.

$$Valor\ 2 = \frac{1}{x'd} \times I_{ngen} = \frac{1}{0.35} \times 1 = 2.85\ I / In$$

Zona 1:

Asumiendo que el error de cada TC = 3%, debido a su envejecimiento, se tiene:

$$I_{dif} = error \times Insec = 2(0.03) \times 3.87 = 0.23A$$

$$m1 = 0\%$$

Zona 2:

El valor sugerido de la pendiente está entre el 10-25%, entonces el valor de la pendiente se lo ajusta al 15% ya que brinda mayor sensibilidad ante falla internas. Y el punto de inicio de la pendiente es cero,  $Punto_{Base\ 1} = 0$ , con pendiente  $m2 = 15\%$ .

Zona 3:

La pendiente m3 tiene como objetivo una estabilidad mayor teniendo en cuenta la saturación de los TC's, un valor recomendado es de  $m3 = 35\%$ , el punto de partida de esta característica es 10 veces el valor de la pendiente m2 por tal razón se configura en  $\text{Punto}_{\text{Base } 2} = 1.5$ .

Zona 4:

Esta zona es el límite independiente de la magnitud de la corriente de estabilización y tiene una acción inmediata en caso de presentarse, representa el Valor 2 anteriormente expuesto,  $m4 = 0\%$ .

- **Protección De Falla A Tierra Del Generador 59GN.**

La relación de transformación del transformador de distribución es:

$$a = \frac{V_p}{V_s} = \frac{13800}{120} = 115$$

La resistencia de carga en el secundario es  $R_s = 0.31\Omega$ , considerando la resistencia del neutro en el lado del primario que debe cumplir con la condición  $R_s \leq X_{co}/3$  se tiene que:

$$R_p = R_s(a^2) \Rightarrow R_p = (0.31) \cdot (115)^2 = 4100\Omega$$

$$X_{co} \geq \frac{R_p}{3} \Rightarrow X_{co} = 12300\Omega$$

La impedancia equivalente del circuito considerando las tres redes de secuencia para el cálculo de la falla a tierra en la barra de 13.8 kV, se muestra en la figura 5.9.

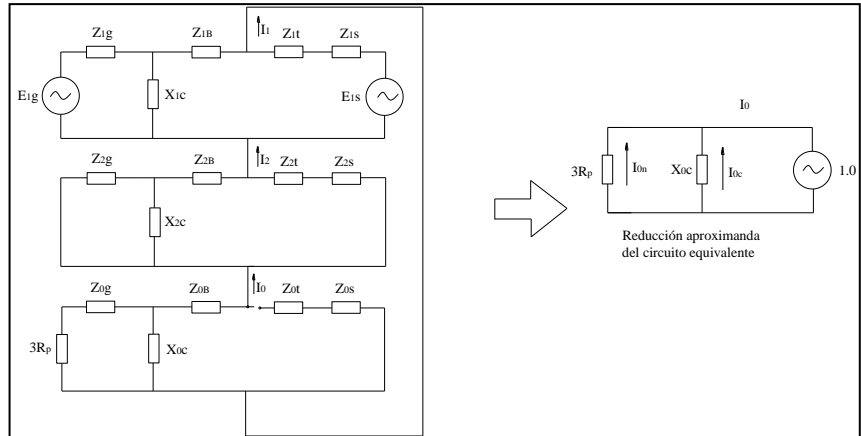


Figura 5.8 Redes de secuencia para la falla a tierra.

Como la resistencia y la reactancia de secuencia cero son mucho mayores que las reactancias de secuencia positiva y negativa, éstas últimas se pueden despreciar, por lo que solamente se considera la impedancia equivalente de secuencia cero.

La impedancia equivalente del sistema es:

$$Z_{eq} = \frac{3R(-jX_{co})}{3R + (-jX_{co})} = \frac{3(4100)(-j12300)}{3(4100) + (-j12300)} = 8697.42 \angle -45^\circ$$

$$I_o = \frac{E_{1g}}{Z_{eq}} = \frac{13800/\sqrt{3} \angle 0^\circ}{8697.42 \angle -45^\circ} = 0.916 \angle 45^\circ \text{ A}$$

La corriente de falla a tierra es:

$$I_f = 3I_o = 2.748 \angle 45^\circ \text{ A} = 1.943 + j1.943 \text{ A}$$

La corriente a través de la resistencia de carga en el devanado secundario es:

$$I_{sec} = 1.943 \left( \frac{13800}{120} \right) = 223.445 \text{ A}$$

El voltaje en la resistencia de carga es:

$$V_R = I_{sec}(R_s) = 223.445 \times 0.31 = 69.27 \text{ V}$$

El relevador 59GN protege el 95% del devanado del estator, por lo que el voltaje de arranque del relevador es:

$$V_{arranque} = 0.05 \times 69.27 = 3.46 \text{ V}$$

En otro caso su ajuste suele ser:

$$V_{op} = 0.05 \times V_{fn} \times \frac{1}{RTP} = 0.05 \times \frac{13800}{\sqrt{3}} \times \frac{120}{13800/\sqrt{3}} = 6 \text{ V}$$

El tiempo de operación se selecciona un valor típico de 2s para la falla que da el máximo voltaje (69.27V), resultando con un tiempo mayor para los otros casos, debido a que no se cuenta con la información de la característica de operación de los TP's, el ajuste para el voltaje de operación es de 5s.

- **Protección De Falla A Tierra Del Generador 27TN.**

El voltaje máximo y mínimo de tercer armónico que el generador puede entregar se lo define de la siguiente manera:

$$V_{h \max} = 5\% \times V_{fn} = 0.05 \times \frac{13800}{\sqrt{3}} = 398.37V$$

$$V_{h \min} = \frac{V_{h \max}}{2} \approx 200V$$

Cuando ocurre una falla a tierra al 5% del devanado del estator se tiene  $V_{27} = V_{TD}/N$ , donde N es la relación de transformación del transformador. El voltaje de ajuste para protección 27TN, es igual a:

$$V_{27} = 5\% \times V_{h \max} \times \frac{1}{N} = 0.05 \times 398.37 \times \frac{120}{13800/\sqrt{3}} = 0.3V$$

El tiempo de operación es  $t_{op} = 5s$ .

El ajuste de la inhibición de bajo voltaje deberá ser alrededor del 80% al 90% del nominal, ajuste recomendado 55V.

- **Protección De Falla A Tierra Del Rotor 64R.**

Existen dos estados de ajuste: Alarma y disparo.

Alarma:

$R_f = 5000 \Omega = 5 k\Omega$ , Tiempo de retardo = 5s.

Disparo:

$R_f = 1000 \Omega = 1 k\Omega$ , Tiempo de retardo = 1s.



Voltaje de inyección del rotor  $U_R = 50V$ .

En caso que la protección sea de tiempo definido y opere de acuerdo al principio del puente de Whealston, el ajuste es:

Sobrevoltaje para  $1\text{ k}\Omega = 2V$ .

Tiempo de retardo = 1s

#### - **Protección Contra Sobre Carga Del Generador 49.**

La corriente base para la determinación de la sobrecarga se recurre por lo general a la intensidad de corriente nominal del equipo a proteger. Con la intensidad de corriente térmica de forma permanente  $I_{\max pri}$  se puede calcular un factor  $k_{prim}$ .

$$k_{prim} = \frac{I_{\max pri}}{I_{n prim}}$$

La intensidad permanente térmicamente admisible para el objeto a proteger generalmente se conoce a partir de los datos del fabricante. Si no se dispone de estos datos se elige aprox. 1,15 veces la intensidad nominal.

$$k_{prim} = \frac{1.15 \times 4644}{6000} = 0.89$$

La constante térmica de tiempo es de 600s Es el tiempo en el cual la sobrecarga encuentra su límite y se activan las protecciones. Este valor se toma por recomendación debido a que se hace necesaria la curva de calentamiento de la máquina

Cuando se llega a determinado nivel de sobrecarga es posible emitir una señal de alarma, este nivel de alarma representa al mismo tiempo el umbral de reposición para la orden de disparo. El nivel de alarma se introduce como un porcentaje de la sobretemperatura de disparo. Alarma = 83%.

Existe una alarma dependiente de la corriente del secundario del transformador, por recomendación de fabricantes de relés se toma el valor de la corriente térmica máxima permisible equitativa del lado secundario del transformador de corriente usado, para la protección en este caso tomará el valor de:

$$I_{start} = 5A \times 0.89 = 4.45 A$$

$$t_{min} = 10s$$

$$t_{max} = 1000s$$

- **Protección Contra Sobre Voltaje 59.**

Si el voltaje a los terminales del generador, supera un valor de calibración definido por el usuario, el relé actúa con un retardo de tiempo dependiendo de la severidad de sobrevoltaje. Se tiene dos estados de ajuste para el relé de 59G de tiempo definido:

Estado 1:

Este estado define la tensión de alarma y está a un 110% del voltaje secundario del equipo protegido, es decir a un 10% de la tensión del TP. Esto se debe según a la norma C37.102-2006.

$$U_{alarma} = 1.1 \times 115 = 126.5V$$

$$t_{alarma} = 10s$$

Estado 2:

Representa el estado de disparo y está al 150% del voltaje nominal.

$$U_{disparo} = 1.5 \times 115 = 172.5V$$

$$t_{disparo} = 0.058s \rightarrow 3.5 \text{ ciclos.}$$

- **Protección Contra Bajo Voltaje 27.**

De manera similar al relé de sobretensión tiene 2 estados uno de alarma y otro de disparo y su configuración se lo realiza mediante la norma IEEE STD C37.102-2006.

Estado 1:

$$U_{alarma} = 0.9 \times 115 = 103.5V$$

$$t_{alarma} = 10s$$

Estado 2:

$$U_{disparo} = 0.8 \times 115 = 92V$$

$$t_{disparo} = 2s$$

- **Protección Contra Frecuencia Anormal 81.**

La calibración de la protección de frecuencia anormal; es decir, sobre/baja frecuencia (81O/U), consiste básicamente en seleccionar frecuencia y tiempos de actuación de la curva de frecuencia anormal de la turbina, para así aprovechar al máximo los límites permitidos por la turbina.

El relé de baja frecuencia 81U opera como protección de respaldo debido a que existe un alivio de carga que actúa como protección principal contra baja frecuencia, su función es retirar carga del sistema, en pasos de acuerdo como va decreciendo la frecuencia. El esquema opera sobre alimentadores de las subestaciones de distribución. Si la disminución de frecuencia no se soluciona con el alivio de carga, el relé de baja frecuencia deberá operar.

La sobre frecuencia no resulta ser un problema crítico ya que puede ser corregida localmente por el regulador de velocidad reduciendo la potencia mecánica de la turbina; en caso de que el

AVR falle en su intento por retornar la frecuencia a su valor nominal, el relé 81O es utilizado como protección principal.

#### Ajuste de la baja frecuencia 81U.

Estado 1:

Es configurado cuando hay una situación de subfrecuencia, donde se da alarma al sistema por baja frecuencia y posteriormente si no corrige esta situación el disparo.

$$Estado_1 = 59.5Hz, t_{alarma} = 20s$$

Estado 2:

Es peligroso tener la máquina asociada al sistema y debe ser asilada del mismo.

$$Estado_2 = 58Hz, t_{disparo} = 1s$$

Estado 3:

Es cuando debe apagarse el generador antes de ser desconectado para evitar problemas con las cargas y el sistema.

$$Estado_3 = 57.1Hz, t_{disparo} = 0.167s$$

#### Ajuste del relé de sobrefrecuencia 81O.

Estado 1:

Es configurado cuando hay una situación de sobrefrecuencia, donde se da alarma al sistema por baja frecuencia y posteriormente si no corrige esta situación se dará el disparo.

$$Estado_1 = 60.6Hz, t_{alarma} = 5s$$

Estado 2:

Es cuando hay una situación de sobrefrecuencia, donde se da la señal de disparo después de finalizado el tiempo de retraso.

$$Estado_2 = 62Hz, t_{disparo} = 10s$$

- **Protección Contra Desbalance De Tensión 60.**

Para determinar si existe un desbalance de tensión, ó si algún TP está enviando una señal errónea al relé. El ajuste típico del 15% de diferencia entre los voltajes de los grupos de TP's se establece para la operación del relé.

$$\Delta\% = 15\%(V_{TP})$$

$$\Delta\% = 0.15 \times 115 = 17.25 V$$

- **Protección De Respaldo 51V.**

Para esta protección existen 2 características de operación que son:

a) Sobrecorriente con restricción de tensión.

Actúa cuando la corriente supera su valor de ajuste, pero también para valores menores según el nivel de tensión que se mide; es decir, el tiempo será menor cuanto más baja sea la tensión.

El ajuste típico de la corriente está entre el 125 al 175% de la corriente nominal al 100% del voltaje nominal.

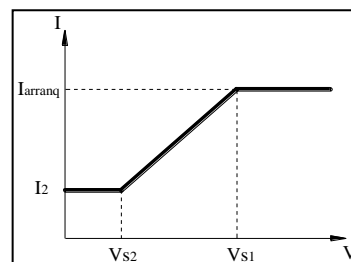


Figura 5.9 ajuste típico del relé 51V con restricción de tensión

Al tener esta característica, el relé corrige internamente la corriente de arranque, de acuerdo a:

$$I_{arran} = I_{ajuste} \quad \text{para } U \geq 0.8U_n$$

$$I_{arran} = \frac{I_{ajuste}}{3} \left[ 4 \frac{U}{U_n} - 0.2 \right] \quad \text{para } 0.2U_n \leq U \leq 0.8U_n$$

$$I_{arran} = 0.2I_{ajuste} \quad \text{para } U \leq 0.2U_n$$

Entonces:

$$I_{arranque} = 150\% I_n = 1.5 \times \frac{4644}{1200} = 5.8 A$$

$$I_1 = 0.2 I_{arranque} = 0.2(5.8) = 1.16 A$$

$$V_{S_1} = 80\% U_n = \frac{13800}{\sqrt{3}} \times \frac{115}{13800} \times 0.8 = 53.1V$$

$$V_{S_2} = 20\% U_n = 0.2 \times 66.39 = 13.27V$$

b) Sobrecorriente con control de tensión.

Actúa cuando la corriente supera su valor de ajuste, pero se requiere que la tensión sea menor que un determinado umbral previamente definido.

La corriente de arranque es recomendable que no supere el 80% de la corriente de falla mínima en cualquier fase.

$$I_{tap} = 80\% \times I_{f_{min}} \times RTC$$

Cálculo de cortocircuito a los terminales del transformador de unidad empleando la reactancia síncrona del generador.

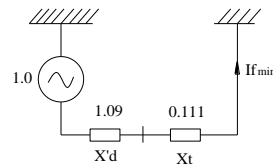


Figura 5.10 cálculo de la corriente mínima de falla.

$$I_{f_{min}} = \frac{1}{1.09 + 0.111} = -j0.832 \text{ p.u.}$$

$$I_{f_{min}} = 0.832 \times 4644 = 3866.77 A$$

$$I_{tap} = 0.8 \times 3866.77 \times \frac{5}{6000} = 2.57 A$$

Se recomienda para el bajo voltaje del relé un 75% del voltaje nominal.

$$V_{cal} = 0.75 \times 66.39 = 49.8V$$

El ajuste del Dial por recomendación de la norma ANSI es de Dial = 0.05 y el tiempo de operación de la protección de sobrecorriente de fase es de  $t_{op} = 0.187s$ .

#### - **Protección De Distancia 21.**

Se calibra típicamente de 50 al 70% de la impedancia del transformador de unidad, contra fallas bifásicas y trifásicas. La ubicación de los TC's al final del devanado del estator, asegura que el relé de distancia actúe en caso de una falla en el mismo. El retardo en la operación del relé deberá ser lo suficientemente grande para que las protecciones principales en el generador actúen primero (0.5s).

El relé 21 de una zona con una característica tipo mho es comúnmente usada para respaldo de falla de fase. En algunos casos son aplicadas dos zonas con característica mho. La configuración típica para dos zonas de la protección de distancia es dada aquí.

La corriente de arranque es 1.2 a 1.5 veces la corriente nominal, se ajusta el relé a  $1.2I_n$ .

$$I_{arranque} = 1.2 I_{nsec} = 1.2 \times 4644 \times \frac{5}{6000} = 4.644 A$$

Se tiene la condición de subtensión igual a:

$$V_{arranque} = 0.8 V_n = 0.8 \times 13800 = 11040V \text{ (primario)}$$

$$V_{arranque\_sec} = 11040 \times \frac{115}{13800} = 92V$$

El tiempo que debe esperar que la condición de subtensión esclarezca es de 3s.

Configuración zona 1:

Z1 se selecciona hasta el 70% del campo protegido.

$$Z_1 = \frac{Kr}{100} \times \frac{Vr}{100} \times \frac{Vn^2}{Sn}$$

Kr es el alcance del campo.

Vr reactancia relativo de cortocircuito del transformador

$$Z_1 = 0.7 \times 0.114 \times \frac{(13.8)^2}{114} = 0.133 \Omega$$

$$Z_{1\_sec} = 0.133 \times \frac{6000}{5} \times \frac{115}{13800} = 1.33 \Omega$$

El tiempo de operación de la zona 1 es  $t_{op} = 0.5s$ .

Configuración zona 2:

Al igual que la zona 1, se tiene en cuenta el 100% del alcance del campo de protección por lo tanto:

$$Z_2 = 0.114 \times \frac{(13.8)^2}{114} = 0.19 \Omega$$

$$Z_{2\_sec} = 0.19 \times \frac{6000}{5} \times \frac{115}{13800} = 1.9 \Omega$$

El tiempo de operación de la zona 2 es  $t_{op} = 0.7s$ .

### - **Protección Contra Potencia Inversa 32.**

El relé de antimotorización deberá tener suficiente sensibilidad de manera que la potencia de motorización esté entre 5 y 10 veces el ajuste dado. Una temporización de 10s será dado para evitar falsos disparos durante los transitorios normales del sistema.

El valor de ajuste se debe dar como porcentaje de la potencia real nominal o como potencia aparente nominal secundario.



La potencia mínima de motorización según la norma IEEE STD C37.102-2006 para unidades de generación hidráulica se encuentra en un rango de 0.2% a un 2%. Para nuestro caso la potencia necesaria para la motorización del generador en agua será del 2% de la potencia del generador por lo cual:

$$P_{mot} = 0.02 \times 100MW = 2MW$$

Este valor se ajusta como porcentaje de la potencia aparente nominal secundario aplicando la siguiente fórmula:

$$Valor_{ajuste} = \frac{P_{sec}}{S_{Nsec}} = \frac{P_{maq}}{S_{Nmaq}} \times \frac{U_n}{U_{maq}} \times \frac{I_{n\_maq}}{I_{n\_prim}}$$

$$Valor_{ajuste} = \frac{2MW}{111MVA} \times \frac{13800/\sqrt{3}}{13800/\sqrt{3}} \times \frac{4644}{6000} = 1.4\%$$

El ajuste de tiempo largo sin válvula de cierre, que permite superar una toma de potencia inversa eventualmente corta, tras la sincronización u oscilación de potencia en el sistema se tiene 10s.

El retardo de tiempo corto con válvula de cierre, por recomendación está dentro de 1 a 3 segundos, la configuración que se adopta es de 2s.

#### - **Protección Contra Sobreexcitación 24 (V/Hz).**

Nivel de alarma, donde la relación de tensión y frecuencia para el generador en trabajo normal no debe sobrepasar este valor de operación, el valor se configura teniendo en cuenta la norma IEEE STD C37.102-2006 donde menciona que para generadores el valor típico de alarma debe ser de 1.05 de la relación de V/Hz, con un tiempo de 10s; si este tiempo perdura la condición emitirá una señal de alarma sin dejar de operar la máquina, pero si sigue presentando la condición es mejor revisar el equipo asociado al AVR.

Nivel de disparo, es cuando la relación se encuentra en 1.18 de la relación V/Hz recomendada por la norma C37.102-2006. El tiempo para generar el disparo es de 2s.

$$\begin{aligned} Valor_{alarma} &> 1.05 \frac{V}{Hz}; & t_{alarma} &= 10s. \\ Valor_{disparo} &\gg 1.18 \frac{V}{Hz}; & t_{disparo} &= 2s. \end{aligned}$$

- **Energización Inadvertida Del Generador 50/27.**

La protección 50/27 pretende evitar daños por energizar accidentalmente el generador, o sincronizaciones erróneas, que generan corrientes muy altas que pueden dañar seriamente el equipo. El esquema de protección contra energización inadvertida utiliza un relé de sobrecorriente de fase instantáneo (50) supervisado por un relé de baja tensión (27) el cual está diseñado para detectar la energización accidental.

El relé de sobrecorriente es armado automáticamente cuando la unidad está fuera de línea y permanece armado mientras la unidad está fuera. La unidad de sobrecorriente se recomienda ajustar al 50% de la corriente asignada a la función 51. El relé de tensión (27) es generalmente ajustado entre el 50 y 70% de la tensión nominal, ingresa un retardo que deshabilita el disparo del relé de sobrecorriente (50) después de que la tensión regresa a la normalidad antes de la sincronización.

Se establece el umbral de corriente contra energización accidental. En esta configuración se toma en cuenta la norma IEEE STD C37.102-2006, donde se calcula la corriente para dicha protección de la siguiente manera:

Teniendo en cuenta que el peor caso de disparo inadvertido, que se presenta cuando la unidad esta en operación pero se cierra el interruptor el sistema actúa como fuente de tensión teniendo en cuenta las reactancias del sistema, transformador y el generador en secuencia negativa. La tensión que el sistema inyecta es de 1 p.u. por lo tanto el cálculo de la corriente:

$$I = \frac{I_{n\_sec}}{X_2 + X_{TG} + X_{min.SG1}}$$

Para realizar el cálculo se considera la reactancia del sistema con generación mínima  $X_{minSG1}$ , para esto es necesario recurrir al documento de estudio del “nivel de cortocircuito en las barra del S.N.I.” de junio de 2009 realizado por el CENACE. La reactancia de secuencia positiva corresponde a  $X_{1min.SG1}=5.618\Omega$ .

$$X_{1min.SG1}(pu) = \frac{5.618\Omega}{\left(\frac{138V^2}{111MVA}\right)} = 0.0327$$

Al reemplazar valores:

$$I = \frac{3.87A}{(0.195 + 0.111 + 0.0327)} = 11.42A$$

La configuración del Relé 27 para la conexión y desconexión del relé 50 está dada con un ajuste de tensión del 60%, dado que la recomendación del fabricante esta dentro del rango de operación de tensión del 50% hasta el 70% de la tensión nominal de la máquina en estado estable. Esta configuración es basada en la tensión nominal de tensión fase a fase.

Entonces tenemos que para el transformador de potencial teniendo en cuenta la tensión nominal de la maquina al 60% se obtiene el siguiente valor de tensión:

$$V_{27} = 0,6 * \frac{13800}{115} = 72V$$

La Temporización de arranque para la autorización de la condición de disparo de subtensión es de 5s.

El tiempo de reposición que se define como el tiempo de retardo para bloquear las condiciones de disparo, al superarse el umbral de subtensión es de 2s, debido a la configuración de la sobrecorriente a tierra 51N.

- **Protección Contra Fallo Del Interruptor 50BF.**

El método comúnmente utilizado para determinar la correcta operación del interruptor, es por la corriente que fluye a través del interruptor.

Si la corriente no ha cumplido con las condiciones de un valor anteriormente parametrizado iniciara un tiempo que dará la señal de disparo del interruptor auxiliar que se disponga. El tiempo ajustado para la operación de falla del interruptor, debe tener en cuenta, el tiempo de operación del interruptor, más el tiempo de extinción de arco (dropout de corriente), más un margen de seguridad como se muestra en la gráfica siguiente:

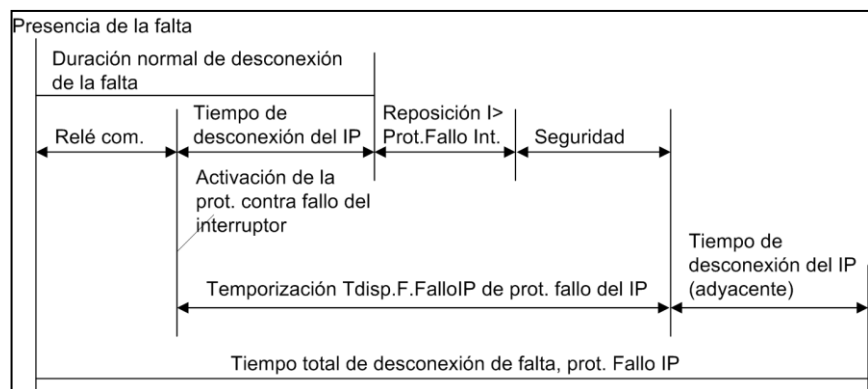


Figura 5.11 secuencia de tiempo para la protección contra fallo del interruptor.

Los valores de ajuste en base a lo expuesto anteriormente son:

$$I_{supervisada} = 1 A$$
$$t_{desconexion} = 0.2s$$

### 5.3.1.2 Protecciones Del Transformador Principal.

#### - Protección Diferencial 87GT.

La configuración se lo realiza de manera similar que la protección diferencial del generador. Pero en este caso se debe considerar el efecto de los intercambiadores de tap, si están presentes, que pueden llegar a incrementar la corriente en  $\pm 10\%$  y también se debe considerar la corriente de inrush o corriente de magnetización que se produce al momento de energizar el equipo causando posibles problemas debido a los transitorios presentes en la corriente.

Zona 1:

Si tenemos en cuenta el criterio de la norma C37-91Draft05 el porcentaje de corriente de falla es del 25%

$$I_{dif} = Valor1 = 25\% = 0.25 I_{Ino}$$

$$m_1 = 0\%$$

$$t_{op} = 0s, \text{ instantáneo}$$

Zona 2:

$$m_2 = 0.30 \rightarrow 30\%$$

tomamos como eje referencial para la pendiente 2 el valor de 0

$$Punto_{base} 1 = 0 I_{Ino}$$

Zona 3:

$$m_3 = 0.6 \rightarrow 60\%$$

$$Punto_{base} 2 = 3 I_{Ino}$$

Zona 4:

$$m_4 = 0\%$$

Para el disparo instantáneo se dispone igualmente la condición existente para el generador. Donde la corriente es de mayor magnitud que en el lado de alta tensión.

$$\text{Valor2} = 3.22 \text{ I/Ino}$$

$$t_{op} = 0s, \text{ instantáneo}$$

Se debe considerar la corriente de restricción para arranque de la máquina (generador y transformador),  $I_{rest} = 0.10 \text{ I/Ino}$ .

El tiempo máximo permisible de arranque es  $t_{start} = 5s$ .

#### - **Protección De Sobrecorriente De Tierra 51N.**

Los parámetros de calibración, para la función de sobrecorriente temporizada 51, son: tap, dial y tipo de curva, mientras que para la función de sobrecorriente instantánea solo se ajusta el tap.

El valor de corriente de cortocircuito máximo para la falla monofásica de fase a tierra en el lado de alta tensión del transformador es  $3 * I_{0\_max}$ . Este valor se obtiene utilizando el software Power factory 14.0 de Digsilent. Entonces:

$$3 * I_{0\_max} = 2657.2 \text{ A (primario)}$$

$$3 * I_{0\_min} \text{ sec} = \frac{2657.2}{200/5} = 66.43 \text{ A sec.}$$

Un ajuste de corriente típico es 5% (3.32 A).

La corriente de arranque es  $4 \text{ A sec} = 0.8xIn$ .

De acuerdo a lo anterior, el dial será igual a:

Dial = 3, tiempo de operación  $t_{op} = 0.87s$ .

En el Anexo E.2 se muestra la gráfica del relé 51N y la curva de daño del transformador, utilizado para la calibración del Dial.

### 5.3.1.3 Protecciones Del Transformador De Servicios Auxiliares.

Por medio del software Power Factory 14.0 se tiene que las corrientes de falla de fase y tierra son:

$$I_{f\_min} = 319.92 \text{ A (primarios)}$$

$$I_{f\_max} = 352.77 \text{ A (primarios)}$$

$$3 * I_{o\_min} = 9197.71 \text{ A (primarios)}$$

$$3 * I_{o\_max} = 10166.88 \text{ A (primarios)}$$

La corriente nominal del transformador es:

$$I_n = \frac{315 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \times 13.8 \text{ kV}} = 13.17 \text{ A}$$

#### - Protección De Sobrecorriente De Fase 50/51.

Asumiendo un relé de sobrecorriente, con característica muy inversa se tienen los siguientes ajustes.

##### Ajuste del relé instantáneo 50:

$$I_{arranque\_50} = 1.3 \times I_{f\_max} \times \frac{1}{RTC} = 1.3 \times 353 \times \frac{5}{600} = 3.83 \text{ A}$$

$$TAP \approx 4 \text{ A}$$

mediante Digsilent se tiene que el ajuste es:

$$I_{arranque\_50} = 2.5 \text{ Asec}$$

$$t_{op} = 0.05 \text{ s}$$

La corriente de magnetización del transformador  $I_{inrush} = 8(I_n)$ .

$$I_{inrush} = 8(13.17) = 105.36 \text{ A.}$$

##### Ajuste del relé temporizado 51:

$$I_{arranque\_51} = 1.25 \times I_n \times \frac{1}{RTC} = 1.25 \times 13.17 \times \frac{5}{600} = 0.137 \text{ A}$$

$$TAP \approx 1 \text{ A} = 0.2 \times I_{n\_relé}$$

El Dial se selecciona para que el transformador no trabaje por encima de su curva de sobrecarga de corta duración.

El TAP se ajusta para que la curva cruce por el siguiente punto:

$$\frac{3 * I_{o\_min}}{I_{arranque}} = \frac{9197.71}{0.137} \times \frac{5}{600} = 559 \text{ (veces } I_{arranque} \text{)}$$

De acuerdo a lo anterior el Dial será igual a: Dial = 0.5. Y el tiempo de operación  $t_{op} = 1.2s$ , con una curva de IEC extremadamente inversa.

En el Anexo E.3 se muestra la gráfica del relé 50/51, 51N y la curva de daño del transformador, utilizado para la calibración del Dial.

- **Protección De Sobrecorriente De Tierra 51N.**

De manera muy similar a los casos anteriores se realiza el ajuste del relé de sobrecorriente de tierra 51N para el Transformador de servicios auxiliares.

Un ajuste de corriente típico es 5% (17 A).

De acuerdo a lo anterior, el dial será igual a:

Dial = 3.20, tiempo de operación  $t_{op} = 0.64s$ .

- **Protección Contra Bajo Voltaje 27.**

Se recomienda para el bajo voltaje del relé un 70% del voltaje nominal.

$$V_{cal} = 0.70 \times 120 = 84V$$

**5.3.1.4 Protecciones Del Transformador De Excitación.**

- **Protección De Sobrecorriente De Fase 50/51.**

La corriente nominal del transformador de excitación (TE) en el lado de alta tensión es:

$$I_n = \frac{kVA}{\sqrt{3} \times kV} = \frac{195}{\sqrt{3} \times 13.8} = 8.15 A$$



La curva ANSI del transformador, por su potencia es categoría I. En el Anexo E.1 se tiene los límites de protección para transformadores.

<b>Tabla 5.1 Puntos De La Curva De Daño Del TE</b>		
Punto I	$I_1 = I_{pc}/Z_{pu} = 8.15/0.06 = 135.83 \text{ A}$	$t_1 = 4.5 \text{ s.}$
Punto IV	$I_4 = 5(I_{pc}) = 5(8.15) = 40.75 \text{ A}$	$T_4 = 50 \text{ s.}$

La corriente máxima de cortocircuito es de 148 A, entonces:

Ajuste del relé instantáneo 50:

$$I_{arranque\_50} = \frac{I_{cc_{3\phi}}}{RTC} = \frac{148}{100} = 1.48 \text{ A}$$

$$TAP \approx 1.5 \text{ A}$$

$$t_{op} = 0 \text{ s}$$

La corriente de magnetización del transformador  $I_{inrush} = 8(I_n)$ .

$$I_{inrush} = 8(8.15) = 65.2 \text{ A.}$$

Ajuste del relé temporizado 51:

Margen Inferior	Margen Superior
$I_a = 1.2(I_n) = 9.78$	$I_a = 1.5(I_n) = 12.22$
$I_{a\_sec} = 9.78/100 = 0.1$	$I_{a\_sec} = 12.22/100 = 0.12$

Se selecciona un ajuste de corriente de arranque = 0.11 A. Se utiliza la curva extremadamente inversa y se obtiene el Dial.

La protección 51 con su respectiva característica y la curva de daño del equipo protegido se lo muestra en el Anexo E.4.

$$\text{Dial} = 0.1, \text{ tiempo de operación } t_{op} = 1.3 \text{ s.}$$

### 5.3.1.5 Protecciones De Líneas De Transmisión.

- **Protección Por Hilo Piloto.**

$$I_{ajuste} = 1.15 I_n$$

$$t_{disp} = 0s$$

- **Protección De Sobrecorriente Para Respaldo 51L.**

$$I_{ajuste} = 2 I_n$$

$$t_{disp} = 0.5s$$

### 5.3.2 Ajustes Y Coordinación De La Segunda Etapa “Fase C”.

Para obtener los ajustes y coordinación de las protecciones en esta segunda etapa de la central Molino, se aplica la misma metodología del cálculo utilizada en la primera etapa. A continuación se presenta un resumen.

#### 5.3.2.1 Protección Del Generador.

Datos:

Capacidad del generador: 127.7 MVA.

Voltaje nominal del generador: 13.8kV.

Corriente nominal del Gen: 5345A.

Relación del TC: 1200.

Relación del TP: 120.

Reactancia transitoria:  $X'd = 0.2805$  p.u.

Reactancia síncrona:  $X_d = 1.0225$  p.u.

Impedancia del transformador:  $0.1306/_{134} = 0.124/_{127.7}$

Impedancia del sistema equivalente: 0.0268 p.u.

Impedancia positiva de la red equivalente:  $0.419 + j8.725 \Omega$ .

Impedancia negativa de la red equivalente:  $0.391 + j8.814 \Omega$ .

Impedancia cero de la red equivalente:  $0.01 + j5.2 \Omega$ .

Cálculo de las impedancias de la red equivalente en por unidad, se desprejará la componente resistiva porque es mucho menor a la inductiva:

$$X_{0s} = 5.2\Omega \times \left( \frac{127.7MVA}{(230kV)^2} \right) = 0.0125 p.u.$$

$$X_{1s} = 8.725\Omega \times \left( \frac{127.7MVA}{(230kV)^2} \right) = 0.021 p.u.$$

$$X_{2s} = 8.814\Omega \times \left( \frac{127.7MVA}{(230kV)^2} \right) = 0.0212 p.u.$$

- **Protección Contra Pérdida de Excitación 40.**

a) **Desplazamiento negativo.**

$$Z_b = \frac{(13.8)^2 (1200)}{127.7 \times 120} = 14.91 \Omega$$

$$X_d + \frac{X'd}{2} = 1.0225 + \frac{0.2805}{2} = 1.16 pu = 17.33 \Omega$$

$$\frac{X'd}{2} = 0.14 pu = 2.09 \Omega$$

$$\text{Diámetro}_1 = 1 pu = 14.91 \Omega, \quad t_{zona1} = 0.1s$$

$$\text{Diámetro}_2 = X_d = 1.0225 pu = 15.24 \Omega, \quad t_{zona2} = 0.5s$$

b) **Desplazamiento positivo.**

zona 1:

$$\text{Diámetro}_1 = 1.1X_d - X'd / 2 = 0.984 pu = 14.67 \Omega$$

$$\text{Desplazamiento} = X'd / 2 = 0.14 pu = 2.09 \Omega$$

$$t = 0.5s$$

zona 2:

$$\text{Diámetro}_2 = 1.1X_d + X_s = 1.28 pu = 19.12 \Omega$$

$$\text{Desplazamiento} = X_s = 0.158 pu = 2.35 \Omega$$

$$t = 1s, \quad t = 1 \text{ min (si nó opera el relé de Bajovoltaje)}$$

Angulo del elemento direccional =  $-13^\circ$

Relé de bajovoltaje = 53.11V

c) **Basada en admitancias**

Característica 1:

$$A = \frac{1}{X_d} = \frac{1}{1.0225} = 0.977 \rightarrow \text{Punto base}$$

$$\text{Ang} \square = 77^\circ$$

$$t = 10s$$

### Característica 2:

$$B = 0.9 \frac{1}{X_d} = \frac{0.9}{1.0225} = 0.88 \rightarrow \text{Punto base}$$

$$\text{Ang} \square = 90^\circ$$

$$t = 0.5s$$

### Característica 3:

$$C = \frac{2}{X_d} = \frac{2}{1.0225} = 1.95 \rightarrow \text{Punto base}$$

$$\text{Ang} \square = 112^\circ$$

$$t = 0s$$

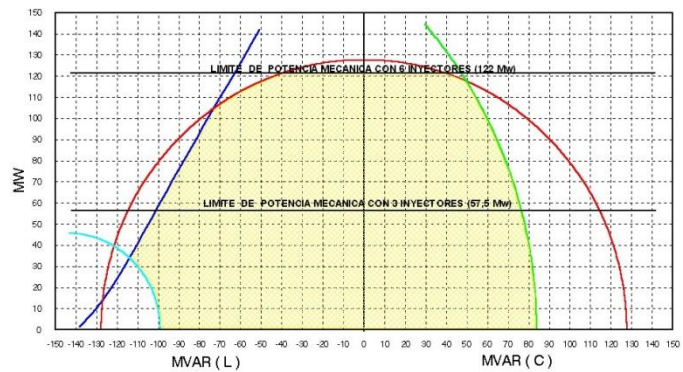


Figura 5.12 Curva de capacidade de la "Fase C".

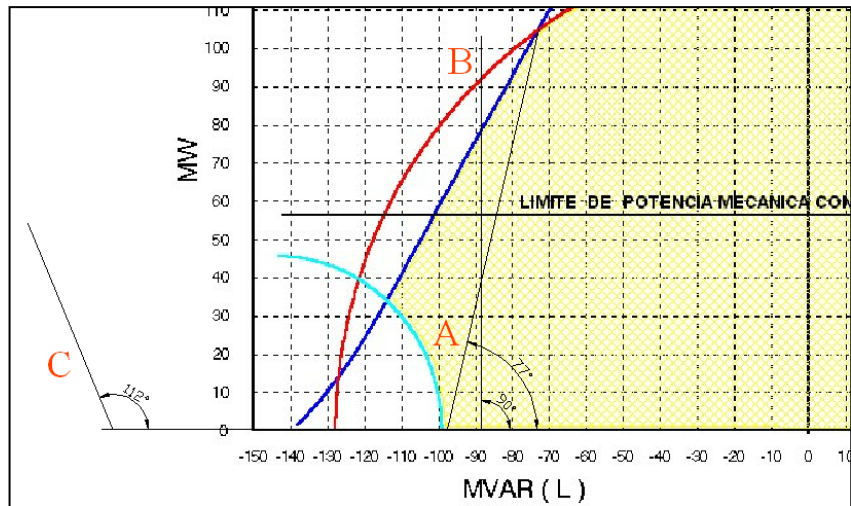


Figura 5.13 Curva de capacidad de la "Fase C" con ajustes función 40.

- **Protección Contra Desbalance de Corriente 46.**

$$K = I^2 t = 40s, \quad I_2 = 10\% I_n$$

$$I_n \text{ sec} = 5345 \times \frac{5}{6000} = 4.45 \text{ A.}$$

$$I_2 = 0.1(4.45) = 0.445 \text{ A} \rightarrow t_{op} = 10s$$

$$I_{alarma} = 0.8(0.445) = 0.356 \text{ A} \rightarrow t_{op} = 5s$$

$$t_{enfria} = 4 \text{ min} = 240s$$

Las impedancias de secuencia equivalente son:

$$Z_A = \frac{X'_d(Xt + X_{1s})}{X'_d + (Xt + X_{1s})} = 0.101$$

$$Z_B = \frac{X_2(Xt + X_{2s})}{X_2 + (Xt + X_{2s})} = 0.0904$$

$$I_f = 5.22 \text{ pu} \Rightarrow I_2 = 2.46 \text{ pu}$$

$$I_{2sec} = 10.97 \text{ A} \rightarrow t = 0s$$

- **Protección Diferencial 87GT.**

Zona 1:

$$m_1 = 0\%$$

$$\text{Valor1} = 23\% = 0.23 I/I_n$$

$$t_{op} = 0s, \text{ instantáneo}$$

Zona 2:

$$m_2 = 0.15 \rightarrow 150\%$$

$$Punto_{base} 1 = 0 \text{ I/Ino}$$

Zona 3:

$$m_3 = 35 \rightarrow 35\%$$

$$Punto_{base} 2 = 1.5 \text{ I/Ino}$$

Zona 4:

$$m_4 = 0\%$$

$$Valor2 = 3.56 \text{ I/Ino}$$

$$t_{op} = 0s, \text{ instantáneo}$$

- **Protección De Falla A Tierra Del Generador 59GN.**

Capacitancias:

$$\text{Gen} \rightarrow C1 = 0.61 \mu F$$

$$\text{CapGen} \rightarrow C2 = 0.25 \mu F$$

$$\text{Barra} \rightarrow C3 = 0.001 \mu F$$

$$\text{Trafo} \rightarrow C4 = 0.005 \mu F$$

$$\left. \begin{array}{l} \text{Gen} \rightarrow C1 = 0.61 \mu F \\ \text{CapGen} \rightarrow C2 = 0.25 \mu F \\ \text{Barra} \rightarrow C3 = 0.001 \mu F \\ \text{Trafo} \rightarrow C4 = 0.005 \mu F \end{array} \right\} \Rightarrow \sum_{i=0}^4 = 0.866 \mu F$$

$$X_{co} = \frac{1}{2\pi fC} = 3063$$

$$R_s = 0.077 \Omega$$

$$R_p = R_s(a^2) \Rightarrow R_p = (0.077) \cdot (115)^2 = 1020.97 \Omega$$

$$Z_{eq} = \frac{3R(-jX_{co})}{3R + (-jX_{co})} = 1531.47 \angle -45^\circ$$

$$I_o = 5.02 \angle 45 \text{ A}$$

$$I_f = 3 \times I_o = 15.6 \angle 45 = 11.03 + j11.03 \text{ A}$$

$$I_{sec} = 11.03 \left( \frac{13800}{120} \right) = 1268.45 \text{ A}$$

$$V_R = 97.67 \text{ V}$$

$$V_{arranque} = 4.88V$$

$$t_{op} = 2s \text{ para } 97.67V$$

$$t_{op} = 5s \text{ para } 4.88V$$

- **Protección De Falla A Tierra Del Generador 27TN.**

$$V_{27} = 0.3V \rightarrow t_{op} = 5s .$$

- **Protección De Falla A Tierra Del Rotor 64R.**

Alarma:

$$R_f = 5000 \Omega = 5 \text{ k}\Omega.$$

$$\text{Tiempo de retardo} = 5s.$$

Disparo:

$$R_f = 1000 \Omega = 1 \text{ k}\Omega.$$

$$\text{Tiempo de retardo} = 1s.$$

$$\text{Voltaje de inyección del rotor } U_R = 50V.$$

$$\text{Sobrevoltaje para } 1 \text{ k}\Omega = 2V. \text{ Tiempo de retardo} = 1s$$

- **Protección Contra Sobre Carga Del Generador 49.**

$$k_{prim} = \frac{1.15 \times 5345}{6000} = 1.02$$

$$t_{termico} = 600s$$

$$\text{Alarma} = 83\%.$$

$$I_{start} = 5A \times 1.02 = 5.1 \text{ A}$$

$$t_{min} = 10s$$

$$t_{max} = 1000s$$

- **Protección Contra Sobre Voltaje 59.**

Estado 1:

$$U_{alarma} = 1.1 \times 115 = 126.5V$$

$$t_{alarma} = 10s$$

Estado 2:

Representa el estado de disparo y está al 150% del voltaje nominal.

$$U_{disparo} = 1.5 \times 115 = 172.5V$$

$$t_{disparo} = 0.058s \rightarrow 3.5 \text{ ciclos.}$$

- **Protección Contra Bajo Voltaje 27.**

Estado 1:

$$U_{alarma} = 0.9 \times 115 = 103.5V$$

$$t_{alarma} = 10s$$

Estado 2:

$$U_{disparo} = 0.8 \times 115 = 92V$$

$$t_{disparo} = 2s$$

- **Protección Contra Frecuencia Anormal 81.**

Ajuste de la baja frecuencia 81U.

$$Estado_1 = 59.5Hz, \quad t_{alarma} = 20s$$

$$Estado_2 = 58Hz, \quad t_{disparo} = 1s$$

$$Estado_3 = 57.1Hz, \quad t_{disparo} = 0.167s$$

Ajuste de la alta frecuencia 81O.

$$Estado_1 = 60.6Hz, \quad t_{alarma} = 5s$$

$$Estado_2 = 62Hz, \quad t_{disparo} = 10s$$

- **Protección Contra Desbalance De Tensión 60.**

$$\Delta\% = 15\%(V_{TP})$$

$$\Delta\% = 0.15 \times 115 = 17.25 V$$



- **Protección De Respaldo 51V.**

a) Sobrecorriente con restricción de tensión.

$$I_{arranque} = 150\% I_n = 1.5 \times \frac{5345}{1200} = 6.68 A$$

$$I_1 = 0.2 I_{arranque} = 0.2(6.68) = 1.33 A$$

$$V_{S_1} = 80\% U_n = \frac{13800}{\sqrt{3}} \times \frac{115}{13800} \times 0.8 = 53.1V$$

$$V_{S_2} = 20\% U_n = 0.2 \times 66.39 = 13.27V$$

b) Sobrecorriente con control de tensión.

$$I_{f_{min}} = \frac{1}{1.0225 + 0.124} = -j0.872 \text{ p.u.} = 4662 A$$

$$I_{tap} = 0.8 \times 4662 \times \frac{5}{6000} = 3.1 A \approx 3.5 A$$

$$V_{cal} = 0.75 \times 66.39 = 49.8V$$

$$Dial = 0.5$$

$$t_{op} = 3.16s$$

- **Protección De Distancia 21.**

$$I_{arranque} = 1.2 I_{nsec} = 1.2 \times 5345 \times \frac{5}{6000} = 5.34 A$$

$$V_{arranque\_sec} = 11040 \times \frac{115}{13800} = 92V \rightarrow t_{op} = 3s$$

Ajuste Zona 1:

$$Z_1 = 0.7 \times 0.1306 \times \frac{(13.8)^2}{134} = 0.13 \Omega$$

$$Z_{1\_sec} = 0.13 \times \frac{6000}{5} \times \frac{115}{13800} = 1.3 \Omega$$

$$t_{op} = 0.5s$$

Ajuste Zona 2:

$$Z_{2\_sec} = 1.76 \Omega$$

$$t_{op} = 0.7s$$

- **Protección Contra Potencia Inversa 32.**

$$P_{mot} = 0.02 \times 115 MW = 2.3 MW$$

$$Valor_{ajuste} = \frac{2.3 MW}{127.7 MVA} \times \frac{13800 / \sqrt{3}}{13800 / \sqrt{3}} \times \frac{5345}{6000} = 1.6\%$$

$$t_{op} = 10s \rightarrow \text{Sin válvula de cierre}$$

$$t_{op} = 2s \rightarrow \text{Con válvula de cierre}$$

- **Protección Contra Sobreexcitación 24 (V/Hz).**

$$Valor_{alarma} > 1.05 \frac{V}{Hz}; \quad t_{alarma} = 10s.$$

$$Valor_{disparo} \gg 1.18 \frac{V}{Hz}; \quad t_{disparo} = 2s.$$

- **Energización Inadvertida Del Generador 50/27.**

$$X_{1min\_SG1} (pu) = \frac{14.261 \Omega}{\left( \frac{230V^2}{127.7 MVA} \right)} = 0.0344$$

$$I = \frac{4.45 A}{(0.211 + 0.124 + 0.0344)} = 12.04 A$$

$$V_{27} = 0.6 * \frac{13800}{115} = 72V$$

$$t_{op} = 5s$$

$$t_{reposición} = 2s$$

- **Protección Contra Fallo Del Interruptor 50BF.**

$$I_{supervisada} = 1 A$$

$$t_{desconexión} = 0.2s$$

### 5.3.2.2 Protecciones Del Transformador Principal.

#### - Protección Diferencial 87GT.

Zona 1:

$$m_1 = 0\%$$

$$\text{Valor1} = 25\% = 0.25 \text{ I/Ino}$$

$$t_{op} = 0s$$

Zona 2:

$$m_2 = 0.30 \rightarrow 30\%$$

$$\text{Punto}_{base} 1 = 0 \text{ I/Ino}$$

Zona 3:

$$m_3 = 0.5 \rightarrow 50\%$$

$$\text{Punto}_{base} 2 = 3 \text{ I/Ino}$$

Zona 4:

$$m_4 = 0\%$$

$$\text{Valor2} = 3.56 \text{ I/Ino}$$

$$t_{op} = 0s$$

$$I_{rest} = 0.10 \text{ I/Ino.}$$

$$t_{start} = 5s.$$

#### - Protección De Sobrecorriente De Tierra 51N.

$$3 * I_o = 1904.94 \text{ A (primario)}$$

$$3 * I_o \text{ sec} = \frac{1904.94}{250/5} = 38.1 \text{ A sec.}$$

$$I_{arranque} = 2 \text{ Asec}$$

$$\text{Dial} = 2$$

$$t_{disparo} = 1s$$

En el Anexo E.5 se muestra el ajuste.

### 5.3.2.3 Protecciones Del Transformador De Servicios Auxiliares.

$$3 * I_{o\_min} = 11671.65 \text{ A (primarios)}$$

$$3 * I_{o\_max} = 12903.38 \text{ A (primarios)}$$

$$I_n = \frac{400 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \times 13.8 \text{ kV}} = 16.73 \text{ A}$$

#### - Protección De Sobrecorriente De Fase 50/51.

##### Ajuste del relé instantáneo 50:

$$I_{arranque\_50} = 6.5 \text{ A sec}$$

$$t_{op} = 0.03 \text{ s}$$

##### Ajuste del relé temporizado 51:

$$I_{arranque\_51} = 3.5 \text{ A sec}$$

$$Dial = 0.5$$

$$t_{disparo} = 1.243 \text{ s}$$

IEC Extremadamente inversa

Otro ajuste puede ser:

$$I_{arranque\_51} = 2 \text{ A sec}$$

$$Dial = 1$$

$$t_{disparo} = 2.83 \text{ s}$$

IEC inversa

En el Anexo E.6 (a) se muestra la gráfica del relé 50/51 y la curva de daño del transformador, utilizado para la calibración del Dial.

#### - Protección De Sobrecorriente De Tierra 50N/51N.

##### Ajuste del relé instantáneo 50N:

$$I_{arranque\_50N} = 4.5 \text{ A sec}$$

$$t_{op} = 0.03 \text{ s}$$

Ajuste del relé temporizado 51N:

$$I_{arranque\_51N} = 2 \text{ Asec}$$

$$Dial = 1$$

$$t_{disparo} = 0.2 \text{ s}$$

*Curva* = IEC extremadamente inversa

En el Anexo E.6 (b) se muestra la gráfica del relé 50N/51N.

**5.3.2.4 Protecciones Del Transformador De Excitación.****- Protección De Sobrecorriente De Fase 50/51.**

$$I_n = \frac{kVA}{\sqrt{3} \times kV} = \frac{270}{\sqrt{3} \times 13.8} = 11.29 \text{ A}$$

Ajuste del relé instantáneo 50:

$$I_{arranque\_50} = 1.0 \text{ Asec}$$

$$t_{op} = 0.02 \text{ s}$$

Ajuste del relé temporizado 51:

IEC Extremadamente inversa

$$I_{arranque\_51} = 0.50 \text{ Asec}$$

$$Dial = 0.1$$

$$t_{op} = 0.938 \text{ s}$$

Se puede apreciar los ajustes en el anexo 5.7.

**5.3.2.5 Protecciones De las Líneas De Transmisión.****- Protección Por Hilo Piloto.**

$$I_{ajuste} = 1.12 I_n$$

$$t_{disp} = 0 \text{ s}$$

- **Protección De Sobrecorriente Para Respaldo 51L.**

$$I_{ajuste} = 2 I_n$$

$$t_{disp} = 0.5s$$

#### 5.4 RESULTADOS DE LOS AJUSTES DE COORDINACION.

Los ajustes de coordinación de la central en estudio se presentan en la tabla 5.2, en donde nos indica la relación de transformación del TC (RTC), la función de protección asociada de fase (50/51) y de neutro (50N/51N), ajuste del dial de tiempo de la curva, tipo de curva asociada, y ajuste de la corriente de arranque en el primario y en el secundario.

<b>Tabla 5.2. Resultado De La Coordinación</b>						
<b>RTC</b>	<b>Función de protección</b>	<b>Curva</b>	<b>I prim (A)</b>	<b>Pickup (A)</b>	<b>Time Dial</b>	<b>Tiempo Oper.</b>
<b>Primera Etapa "Fase AB"</b>						
200/5	51TN	Extrem Inverse	2657	4	3	1.3 s
600/5	50 Aux	Extrem Inverse	353	2.5	---	0.03s
	51 Aux			0.5	0.5	1.2 s
150/5	51N	Extrem Inverse	10167	4	3.2	0.642s
100/1	50 Exc	Extrem Inverse	134	1	---	0.020s
	51 Exc			0.5	0.1	1.03s
<b>Segunda Etapa "Fase C"</b>						
250/5	51TN	Extrem Inverse	1904	2	2	1s
100/5	50 UT	Inverse	448	6.5	---	0.02s
	51 UT			3.5	0.5	1.23s
*600/5	50N UT	Extrem Inverse	12903	4.5	---	0.03s
	51N UT			2	1	0.2s
600/5	50 ET	Extrem Inverse	205	1	---	0.02s
	51 ET			0.5	0.1	1s

\* Al colocarse un TC en el neutro del Transformador de Servicios auxiliares de la segunda etapa (definido en el nuevo diseño).

Los resultados gráficamente se los muestra en el Anexo E.8

## 5.5 ANALISIS DE LOS AJUSTES DE COORDINACION.

La coordinación de fase de cada circuito se realizó en base a la corriente máxima de cortocircuito trifásico, mientras que la coordinación del neutro se ejecutó en base a la corriente máxima de cortocircuito monofásico.

El relé de falla a tierra 51TN del transformador principal de la primera etapa presenta su ajuste con un Dial = 3 y un alto valor de corriente de arranque, debido principalmente al alto valor de corriente de falla a tierra y a la baja relación del TC que alimenta al relevador. Para contrarrestar esta anomalía será necesario cambiar un TC con relación de transformación mucho mayor (600/5).

El TC (150/5) detecta una falla monofásica de (10.17 kA a 0.48 kV) y la transforma a una señal de corriente de (338.9 A), la cual es leída por el relé de sobrecorriente de falla a tierra 51N (en este caso asumido) para su respectivo disparo, el dial de tiempo que presenta este relé es Dial = 3.2, ya que es la característica máxima que permite ser modificada en el relé, por tanto no se tiene un ajuste satisfactorio. Pero debe ser considerado este valor como referencia para el relé a instalar, el cual deberá poseer un dial con un mayor margen (Dial > 3.2) para ajustar el valor conveniente.

La corriente de falla a tierra en el secundario del transformador de servicios auxiliares de las dos etapas es muy alta y permite que el relé se ajuste con un valor de corriente de arranque alta (4A), puede que al producirse una falla a tierra se presente un disparo por saturación del TC y no por la operación correcta del relevador. Ante esta situación es necesario que se limite la corriente de falla para así tener un valor de corriente en el arranque del relevador baja.

# CAPÍTULO 6



## **CAPITULO 6: ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO.**

### **6.1 INTRODUCCIÓN.**

En este capítulo se determina la rentabilidad del proyecto, mediante la estimación de los ingresos y egresos que permiten elaborar estados financieros proyectados.

El análisis financiero se lo realiza mediante la aplicación de métodos como la TIR, VAN, el periodo de recuperación de la inversión; determinando así el monto total de los recursos económicos necesarios para la factibilidad del proyecto como son: el costo total de la operación de la planta, incluyendo costos de dispositivos de protección, mano de obra y gastos indirectos generales, así como la forma de obtener los costos por modificación del sistema existente. Esta información se utiliza como base para realizar la parte final del proyecto, que es el análisis económico en el cual se determina la rentabilidad del proyecto.

### **6.2 ANTECEDENTES.**

El presente estudio se elabora en base a la información previa, facilitada por la Empresa Celec-Hidropaute sobre fallas ocurridas a lo largo de un año, también la energía bruta que la empresa produce anualmente y del costo de la energía producida, en este caso es de 2USD/MWh.

Se establece un periodo de vida del proyecto de 15 años ya que los relevadores con tecnología numérica son garantizados hasta éste tiempo, valor establecido según los fabricantes de los dispositivos de protección y se asume un valor de depreciación de los equipos del 6.667%. Los equipos incluyen únicamente los dispositivos de protección y los accesorios necesarios para la implementación de los mismos. La unidad monetaria a utilizar es el dólar.

Un factor a considerar para el análisis económico es el mantenimiento preventivo que se realiza a los relevadores instalados en la central con altos valores de corriente y/o manipulación de los elementos internos puede llegar a perjudicar gravemente a los dispositivos de protección y por ende al equipo que protege.

## 6.3 ANÁLISIS FINANCIERO.

### 6.3.1 Análisis De Costos.

#### 6.3.1.1 Costos Directos.

Los costos fijos permiten observar la inversión inicial del proyecto para la implementación del nuevo sistema de protección. Para los costos fijos se toma en consideración lo siguiente.

#### a) Costos De Los Dispositivos De Protección.

Los dispositivos de protección serán variables en cada una de las etapas de la central, pues estos son diferentes debido a la topología que representan, también varía el costo debido al fabricante de los dispositivos de protección, lo anterior se aprecia a continuación.

<b>Unidad</b>	<b>Relé</b>	<b>Costo/Unitario</b>	<b>Costo Total (\$)</b>
10	7UM622	12.000 USD	120.000 USD
10	7UT613	8.000 USD	80.000 USD
10	7UT612	6.000 USD	60.000 USD
10	RX2800	2.000 USD	20.000 USD
10	7SD600	6.000 USD	60.000 USD
Accesorios		10.000 USD	10.000 USD
<b>Total</b>			<b>350.000 *</b>

<b>Unidad</b>	<b>Relé</b>	<b>Costo/Unitario</b>	<b>Costo Total (\$)</b>
10	REG 670	13.500 USD	135.000 USD
10	RET 670	10.000 USD	100.000 USD
5	RET 615	8.000 USD	40.000 USD
10	RADHL	6.000 USD	60.000 USD
Accesorios		5.000 USD	5.000 USD
<b>Total</b>			<b>\$ 340.000 *</b>

\* Valores aproximados dados por los fabricantes (varían según sus funciones básicas y opcionales).

**b) Costos Por Modificación Del Esquema De Protección<sup>1</sup>.**

Cuando se realiza una modificación, nueva instalación o mantenimiento preventivo y/o correctivo en alguna planta generadora, esto representa costos comerciales que deben de tomarse en cuenta para la adecuada evaluación. Estos costos son los siguientes.

**- Costo De Generación No Vendida.**

La instalación puede llevarse a cabo en diferentes épocas del año, con intención de minimizar el costo de la instalación se tendría que realizar en periodos donde exista menos generación por parte de la planta (verano o época de estiaje) y se tendría que coordinar en los intervalos de tiempo de menor despacho de energía. Si hubiese generación esta sería en las horas pico de 18:00 a 21:00 hrs por lo tanto serían 3 horas, el tiempo estimado de instalación de los relevadores sería de 4 días por generador en total 40 días.

Asumiendo una potencia media de 50MW que la unidad a ser modificada el esquema de protección podría aportar en la época de estiaje (noviembre, diciembre y parte de enero).

La Central Molino vende la energía a un precio de 2USD/MWh.

Entonces el costo de la generación no vendida será:

$$CG_{nv} = 120 \text{ horas} \times 50 \text{ MW} \times 2 \text{ USD} / \text{MWh} = \mathbf{12000 \text{ USD/año}}$$

**- Instalación Y Mano de Obra.**

El montaje de la obra compete a utilizar personal calificado lo que incurre como costos directos en el trabajo a realizarse.

---

<sup>1</sup> Hernández Carlos, "Análisis técnico económico para la propuesta de la modernización del esquema de protecciones de generadores en planta Sidegua" Universidad de San Carlos de Guatemala, pag 119

<b>Tabla 6.3 Instalación Y Mano De Obra</b>	
<b>Descripción</b>	<b>Costo Total (\$)</b>
Material y accesorios de instalación	5.000
Gabinete (2.2 x 0.78 x 1.7 mts)	15.000
Montaje	5.000
<b>Total</b>	<b>25.000</b>

- **Costo De Pruebas De Instalación Y Calibración.**

Existen empresas privadas que prestan los servicios técnicos para las pruebas de instalación y calibración, las cuales tienen un costo aproximado de \$20.000,00. Pero puede el personal de la planta realizar estas pruebas con intención de disminuir este valor.

En resumen se tienen que el costo directo es:

<b>Tabla 6.4 Costo Directo Total</b>	
<b>Descripción</b>	<b>Costo (\$)</b>
Dispositivos de protección	350.000
Generación no vendida	12.000
Instalación y mano de obra	25.000
Pruebas y calibración	20.000
<b>Total</b>	<b>407.000</b>

**6.3.1.2 Costos Indirectos.**

Estos costos están alrededor del 10 al 15% del total de costos directos, y son:

<b>Tabla 6.5 Costo Indirecto Total</b>	
<b>Descripción</b>	<b>Costo (\$)</b>
Transporte	10 al 15% del Costo Directo
Gastos legales y administrativos	
Gasto de ingeniería	
Imprevistos	
<b>Total</b>	<b>61.050</b>

- El análisis de costos queda de esta manera.

Costos Directos	407.000 USD
Costos Indirectos	61.050 USD
<b>Total</b>	<b>468.050 USD</b>

### 6.3.2 Ingresos O Ahorro.

En base a las estadísticas de fallas dados por la empresa de los años 2007 al 2009 se tiene las siguientes fallas representativas o relevantes:

Fecha	Equipo Afectado	Central antes y después de falla	Causa de falla
<b>2007</b>			
11-abr	U7	Antes 989 MW Después 910 MW	Actuación de la protección "Falla a tierra rotor"
23-abr	U9	Antes 789 MW Después 714 MW	Actuación accidental de la protección de distancia
<b>2008</b>			
07-ago	U10	Antes 1023 MW Después 911 MW	Actuación accidental de la protección "Falta Voltaje circuito de protección".
27-ago	U1	Antes 343 MW Después 302 MW	Actuación de la protección 786-SPT
<b>2009</b>			
21-abr	U5	Antes 1006 MW Después 908 MW	Actuación del relé 764-GMN
27-nov	U1	Antes 160 MW Después 166 MW	Actuación del relé 786-SPN

Como se puede ver en estas estadísticas de los tres últimos años han ocurrido dos fallas anuales, con lo cual se obtiene una potencia media de pérdidas ( $P_{media}$ ). En base a esto se determina el ahorro que tendría la central al implementar en nuevo sistema de protección.

$$P_{media} = \frac{P_{2007} + P_{2008} + P_{2009}}{3} = \frac{154 + 153 + 104}{3} = 137 \text{ MW}$$

Al ocurrir una falla, la mínima que sea, debido a la pérdida de aislamiento o factores similares el equipo afectado debe ser reparado lo más pronto posible, el tiempo aproximado en reparar un generador es de 15 días, debido principalmente a que la condición anormal a la que estuvo sometido el equipo tardó alrededor de 30ms (tiempo de operación del relevador electromecánico), considerando que el tiempo de operación en los nuevos dispositivos de protección son de alrededor de 4 a 5ms, se tiene un daño menor al equipo y un tiempo de reparación también menor.

Otro aspecto a considerar es el tiempo que lleva en reparar un relé de tecnología electromecánica o estática (1 a 2 días) debido a daños por agentes externos (partes mecánicas/eléctricos internos o por daño humano), lo cual ocasiona una parada forzada a la unidad afectada.

Se asume un tiempo anual de 10 días que se ahorra por las consideraciones realizadas anteriormente al implementar en nuevo sistema de protección.

$$E_{\text{ahorro}} (MWh) = P_{\text{media}} \times h_{\text{ahorro}} = 137 \text{ MW} \times 10 \text{ días} \times 24 \text{ hrs} / \text{ día} = 32.880$$

$$\text{Ahorro} = 32880 \frac{MWh}{\text{año}} \times 2 \frac{USD}{MWh} = \mathbf{65760 \text{ USD/año}}$$

### 6.3.3 Costo Por No Implementar El Nuevo Sistema De Protección.

En un año aproximadamente se tienen dos fallas con tiempos de reparación de un equipo de alrededor de 10 días más que el propuesto, debido principalmente al tiempo de operación de los relés y al tiempo que tomaría en reparar un relé. Entonces la energía no suministrada es:

$$E_{\text{ns}} = 137 \frac{MW}{\text{año}} \times 20 \text{ días} \times 24 \frac{h}{\text{día}} = 65.760 \text{ MWh}$$

$$C_{\text{perd}} = 65760 \frac{MWh}{\text{año}} \times 2 \frac{USD}{MWh} = \mathbf{131.520 \text{ USD/año}}$$

### 6.3.4 Cálculo De Índices Para La Toma De Decisiones.

#### 1. Valor Actual Neto (VAN).

Corresponde al valor monetario de la diferencia entre los flujos de ingresos y egresos de caja, restada la inversión inicial, todo descontado al momento del inicio del proyecto. El flujo de caja se muestra en el Anexo G.2 el cual es la base para determinar el VAN.

$$VAN = \frac{(B_0 - C_0)}{(1+i)^0} + \frac{(B_1 - C_1)}{(1+i)^1} + \frac{(B_2 - C_2)}{(1+i)^2} + \dots + \frac{(B_n - C_n)}{(1+i)^n}$$

$n$  → vida del proyecto

$B_n$  → representa el beneficio neto para el año  $n$

$C_n$  → costo neto para el año  $n$

$i$  → tasa de interés

$$VAN_{5\%} = \frac{-468.050}{(1+0.05)^0} + \frac{49593,13}{(1+0.05)^1} + \frac{49593,13}{(1+0.05)^2} + \dots + \frac{49593,13}{(1+0.05)^{14}} + \frac{49593,13}{(1+0.05)^{15}}$$

$$VAN_{5\%} = 46.709,81$$

#### 2. Tasa Interna De Retorno (TIR).

Mide la rentabilidad como un porcentaje. Corresponde a aquella tasa de descuento, o costo de capital, que logra que el VAN del proyecto sea cero, o que la inversión inicial sea exactamente igual al valor actual del flujo neto de fondos.

Se escoge otra tasa de interés para determinar el VAN del 7%:

$$VAN_{7\%} = \frac{-468.050}{(1+0.07)^0} + \frac{49593,13}{(1+0.07)^1} + \frac{49593,13}{(1+0.07)^2} + \dots + \frac{49593,13}{(1+0.07)^{15}}$$

$$VAN_{7\%} = -16.359,96$$

Ahora por medio de la siguiente ecuación (Ec 6.1) se hace una aproximación del valor de TIR. La ecuación es una estimación por interpolación lineal de la siguiente manera:

$$TIR = i_2 - VAN_2 \left( \frac{i_2 - i_1}{VAN_2 - VAN_1} \right) \quad (\text{Ec 6.1})$$

$i_1, i_2 \rightarrow$  Tasas de interés de oportunidad escogidas al azar

$VAN_1, VAN_2 \rightarrow$  VAN's para las respectivas tasas de interés

Entonces:

$$TIR = 0,07 - \left\{ (-16.359,96) \left( \frac{0,07 - 0,05}{-16.359,96 - 46.709,81} \right) \right\}$$

$$TIR = 6,4\%$$

### 3. Relación Beneficio-Costo.

$$RBC = \frac{Inv + VAN}{Inv} = \frac{468.050 + 46.709,81}{468.050} = 1,10$$

#### 6.3.5 Análisis Costo-Beneficio.

<b>Tabla 6.8 Proyección Costo-Beneficio Utilizando El Sistema Actual</b>			
<b>Nº Años</b>	<b>Costo (\$)</b>	<b>Inversión (\$)</b>	<b>Beneficio</b>
1	131.520	0,00	131.520
2	131.520	0,00	131.520
3	131.520	0,00	131.520
---	---	---	---
14	131.520	0,00	131.520
15	131.520	0,00	131.520
<b>Total</b>			<b>1'972.800</b>



<b>Tabla 6.9 Proyección Costo-Beneficio Con El Nuevo Sistema</b>			
<b>Nº Años</b>	<b>Costo (\$)</b>	<b>Inversión (\$)</b>	<b>Beneficio</b>
1	131.520	468.050	-336.530
2	65.760	0,00	65.760
3	65.760	0,00	65.760
4	65.760	0,00	65.760
---	---	---	---
14	65.760	0,00	65.760
15	65.760	0,00	65.760
<b>Total</b>			<b>584.110</b>

### 6.3.6 Recuperación De la Inversión.

<b>Tabla 6.10 Recuperación De La Inversión</b>				
<b>Nº Años</b>	<b>Costo (\$) Protección Actual</b>	<b>Costo (\$) Nueva Protección</b>	<b>Ahorro</b>	<b>Recuperación (\$)</b>
1	131.520	468.050	-336.530	-336.530
2	131.520	65.760	65.760	-270.770
3	131.520	65.760	65.760	-205.010
4	131.520	65.760	65.760	-139.520
5	131.520	65.760	65.760	-73.490
6	131.520	65.760	65.760	-7.730
7	131.520	65.760	65.760	58.030
8	131.520	65.760	65.760	123.790
9	131.520	65.760	65.760	189.550
10	131.520	65.760	65.760	255.310
11	131.520	65.760	65.760	321.070
12	131.520	65.760	65.760	386.830
13	131.520	65.760	65.760	452.590
<b>14</b>	<b>131.520</b>	<b>65.760</b>	<b>65.760</b>	<b>518.350</b>
15	131.520	65.760	65.760	584.110

#### **6.4 ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA SUSTITUCIÓN DE EQUIPOS.**

Al implementar el nuevo sistema de protección se necesita de una inversión inicial de aproximadamente \$ 468.050, al tener una proyección de vida del proyecto de 15 años, ésta inversión se recupera a los 13 años con 3 meses, esto es debido a que la inversión en activos fijos es muy alta.

El valor del VAN calculado es de \$46.709,81 a la tasa de interés del 5 %, que la empresa puede pagar para obtener beneficios, lo cual refleja el dinero que se tiene disponible después de haber cubierto la inversión. El VAN siempre que sea mayor a cero indica que el proyecto es viable, en este caso así lo es.

En cuanto al TIR que es la tasa que iguala los flujos de efectivo actualizados con la inversión inicial del proyecto, se tiene que el proyecto es rentable ya que su valor es mayor al costo capital que es del 5%.

La relación beneficio-costos que sea mayor a 1 indica que el proyecto, como en este caso, debe ser aceptado, debido a que los beneficios netos superan los costos de oportunidad del dinero.

Generalizando este análisis económico se llega al resultado de la viabilidad del proyecto, ya que en todos los criterios para la toma de decisiones se obtuvo resultados positivos.

# **CAPÍTULO 7**

## **CAPITULO 7: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.**

### **7.1 CONCLUSIONES.**

- ◆ La Central Hidroeléctrica Paute es la más importante de todas las centrales de generación construidas en el Ecuador, la misma que en funcionamiento no se diferencia de las otras, pero en tecnología se debe considerar su modernización, ya que la misma con un estudio técnico puede mejorar en la confiabilidad de funcionamiento de las diez unidades de generación.
- ◆ El sistema eléctrico actual y el sistema de protecciones de la central Molino, se encuentra en operación normal; sin embargo los dispositivos de protección de la primera etapa, presentan tecnología electromecánica, esta tecnología utiliza una serie de elementos móviles, bobinas, resortes entre otros, cuyas características sobre todo de velocidad de respuesta, introducen errores en los tiempos de calibración, dando lugar a una no confiabilidad del sistema; de manera similar ocurre en la segunda etapa, ya que presenta relevadores con tecnología estática.
- ◆ Antes de realizar un estudio de protecciones, se debe basar en valores fundamentales para el cálculo, como son el flujo de potencia y los cortocircuitos, los mismos que se los pueden obtener manualmente (cálculo) o por medio de programas de simulación, que permitan representar el sistema, para obtener diferentes configuraciones y contingencias operativas.
- ◆ La magnitud de la corriente de falla (monofásico o trifásico), depende mucho de fuentes que aporten a la falla; es decir si la corriente se analiza en un punto cercano a una central de generación, la corriente de falla será alta.

- ◆ En demanda máxima y escenario de hidrología lluvioso, se obtienen valores máximos de corriente de cortocircuito, esto ocurre debido a que, durante este periodo se tiene el sistema operando con la mayor capacidad de generación; en cambio los valores mínimos de cortocircuito se obtienen en escenario seco (poca hidrología) o cuando en el sistema se tiene la menor cantidad de generación.
- ◆ El buen funcionamiento de un relé está ligado al comportamiento del transformador de corriente y de voltaje, ya que son los primeros en censar una variación en la red y enviarlos a dispositivos conectados a sus salidas. Al estar en malas condiciones un transformador de medida (TC's y TP's) ya sea por saturación, polarización inadecuada, alto burden, etc., provocarán que en su salida se tenga señales erróneas induciendo a que el dispositivo de protección opere equivocadamente.
- ◆ La metodología utilizada para el análisis de las protecciones en la central Molino, está basada en las especificaciones de fabricantes, normas y estándares. De la misma manera, para los ajustes de cada función de protección se basan en el comportamiento y características propias que se representan en el sistema ante la presencia de una falla o comportamiento anormal del sistema o de los equipos del sistema
- ◆ Con un sistema de protección confiable, se puede reducir el tiempo de duración de fallas, lo que se lograría minimizar el tiempo de suspensión del servicio, siendo éste un factor económico importante en la operación de toda la central. Para esto es necesario utilizar relevadores de última tecnología (microprocesados), ya que permiten tener una gran versatilidad en la configuración y selección de las funciones de protección y en los ajustes de los dispositivos de protección empleados.
- ◆ El tiempo de operación de un relevador digital es muy pequeño en comparación con los electromecánicos y estáticos, permitiendo que el transformador de corriente no llegue a su punto de saturación, frente a condiciones de falla con magnitudes de corriente alta.

- ◆ Al utilizar relés microprocesados multifuncionales resulta eficiente, porque en un solo dispositivo se tiene incorporado diferentes funciones de protección, permitiendo configurar las que se desean, además tiene la capacidad de guardar información tales como: datos de corrientes, voltajes, potencia, frecuencia, y la ocurrencia de eventos como fallas; esto ayuda saber en qué condiciones se encuentra el sistema.
- ◆ Los relevadores microprocesados incorporan un software de protección, medición y control. De esta manera se vuelve mucho más accesible el manejo de la central, obteniendo toda la información de forma más rápida y permitiendo que su arreglo se lo haga desde servidores y no en sitio, es decir, tienen la capacidad de comunicar a distancia, por medio de un modem que se instale en tiempo real a las variables que se deseen monitorear, a la vez que pueden realizar maniobras a distancia.
- ◆ Una ventaja de utilizar relevadores microprocesados es que no requieren medidas especiales de mantenimiento, quizá la única razón de mantenimiento sea el cambio de batería, ya que todos los circuitos de procesamiento, medida y señal son fijos. Se debe tomar en consideración que la mayor parte de los relevadores electromecánicos, ya se encuentran discontinuados en el mercado, por lo que para realizar una reparación se necesita conseguir algún repuesto, el mismo que resulta difícil y costoso; esta situación obliga a que se produzca una paralización no provocada de trabajos en la Central; lo que se podría evitar, mediante la selección e implementación de relés digitales.
- ◆ Los equipos de protección electromecánicos, cada vez se han usado menos y hoy en día con poca frecuencia, debido a que siempre se están construyendo equipos con mejor tecnología de funcionamiento y los nuevos equipos de protección, como son los digitales, satisfacen más características que los anteriormente citados.

- ◆ En función del análisis económico, se concluye que el proyecto de inversión es muy importante realizar, ya que la confiabilidad, involucra que la posibilidad de daño en los equipos eléctricos: generador y transformador se disminuya y funcionen mejor.

## 7.2 RECOMENDACIONES.

- ◆ En el transformador de servicios auxiliares de la “Fase C” se tiene un alto valor de corriente de falla a tierra  $3xI_o = 11671$  A. Por lo tanto se recomienda hacer un análisis para la colocación de una resistencia que limite este valor, ya que al asumir colocar un TC de relación 600/5 y un cortocircuito al 5% se tiene un valor de arranque de 5 A en el dispositivo de protección.
- ◆ Dada la importancia que tienen los transformadores de corriente en el sistema de protección, resulta necesario realizar pruebas de magnetización, para comprobar su estado actual y también sería necesario realizar un plan de mantenimiento preventivo adecuado, con el fin asegurar su funcionamiento, de tal manera que se logre proporcionar buena calidad y continuidad de servicio. Adicionalmente se recomienda obtener los parámetros como: resistencia interna, capacidad, clase, precisión de cada TC para un análisis de saturación comparativo con el realizado en este proyecto.
- ◆ Se recomienda realizar seguimientos en tiempo real, de los ajustes de calibración de los dispositivos de protección en forma dinámica, para así obtener un alto grado de confiabilidad en el sistema.
- ◆ Al implementar el nuevo sistema de protecciones, no es necesario sacar de servicio a los dispositivos de protección electromecánicos, como estáticos, ya que pueden ser implementados como protección de respaldo.
- ◆ Para la adquisición de los equipos, es importante pedir al fabricante que envíe toda la información que corresponde a la construcción,

funcionamiento y garantías de los mismos, con el objeto de poder realizar el montaje de los equipos.

- ◆ Para el buen funcionamiento de los nuevos equipos y las conexiones del sistema de protección respectivos, es importante que se contrate personal calificado, incluyendo su debida capacitación en lo que hace relación a los operadores de la planta.
- ◆ A los catedráticos y autoridades de la carrera de Ingeniería Eléctrica, se les puede recomendar en base a sus estudios, realizar gestiones necesarias para implementar en el pensum, una o varias asignaturas, referentes al sistema de protección.

### **7.3 PROCESOS DE IMPLEMENTACION.**

#### **7.3.1 Recepción, Manejo Y Almacenaje.**

Al tener aprobado el diseño del sistema de protecciones, se procede a adquirir el o los relés que cumplan con los requerimientos expuestos en el diseño.

Después de adquirir el relé, se deberá realizar una inspección visual para comprobar si aquel presenta algún signo de haber sufrido deterioro durante el transporte, si resulta evidente que el relé ha sido dañado por maltrato éste no estará en condiciones de servicio.

La comprobación o inspección considera lo siguiente:

- Comprobar que el modelo indicado en la placa corresponde a los datos del pedido.
- Desembalar el relé y comprobar que no existan partes rotas.
- Comprobar mediante una inspección visual, que el dispositivo no haya estado en contacto con líquidos o humedad.



Si el equipo no va a instalarse de inmediato, debe almacenarse en interiores, en un lugar seco y protegido de: las virutas metálicas, el polvo y de las condiciones atmosféricas adversas.

### **7.3.2 Montaje.**

Los relevadores por razones de estética y de espacio, deberán montarse en un gabinete o panel de control; sería prudente realizar un estudio, para ver la posibilidad de utilizar el mismo panel de control, existente en la central en donde se encuentra el sistema actual de protecciones; en caso de no ser factible, se deberá adquirir nuevos gabinetes o paneles de control (que sirvan de principales), con las mismas características que los actuales, para así tener suficiente espacio y colocar: canaletas, cuchillas o borneras como también tener el espacio suficiente que necesita el técnico para realizar las conexiones.

### **7.3.3 Montaje De Accesorios.**

Se refiere al montaje de rieles, canaletas, interruptores y borneras (preferible cuchillas), los cuales serán los necesarios para poder realizar el cableado. Los pasos a seguir se explican en los incisos siguientes:

- ◆ Diseño.\_ diseñar la distribución de los accesorios.
- ◆ Montaje del riel.\_ para montar sobre éste, los interruptores y cuchillas.
- ◆ Montaje de bloques.\_ los bloques de terminales, son bloques modulares aislados, que sujetan dos o más alambres juntos, para establecer un circuito, los mismos que constan de un cuerpo aislante y un dispositivo de sujeción. Su flexibilidad permite la centralización del alambrado y facilita el mantenimiento de circuitos de control complejos.

- ◆ Montaje de borneras cortocircuitables.\_ se utilizan para la conexión de los potenciales y las corrientes; se montan sobre los rieles previamente instalados.
- ◆ Montaje de interruptores.\_ para la protección de cada unidad generadora.
- ◆ Montaje de canaleta.\_ se utiliza como un camino para que por allí pasen todos los cables de las conexiones.

#### **7.3.4 Instalación.**

Antes de enlazar algunas de las conexiones, es preciso poner a tierra el equipo en la conexión del conductor de protección.

El primer paso a realizar es realizar las conexiones de los relevadores a las cuchillas, que están montadas en el gabinete o panel de control. Para la elaboración de dicha conexión, es necesario ayudarse de un plano, previamente realizado, en donde se indique: los cables de conexión para conectar los relevadores a las cuchillas, el calibre del conductor, color del conductor, etc. Es importante identificar las puntas de los cables.

Luego de realizadas las instalaciones anteriores, se procede a la conexión de los demás equipos tales como, TC's, TP's, fuente de alimentación, alarmas, disparos, etc.

#### **7.3.5 Pruebas.**

Al realizar las pruebas, se verifica el funcionamiento del equipo de protección, bajo condiciones de falla; el objetivo principal es comprobar que el equipo esté instalado correctamente y que esté listo para funcionar y dar el servicio que se espera.

Para ejecutar funciones de prueba, se requiere una preparación correspondiente y conocimientos profundos, de las condiciones de la

instalación. Una forma indebida de proceder, puede ocasionar graves daños personales y materiales. Dichas pruebas son explicadas en los siguientes incisos.

- Inspección visual.

Consiste en cerciorarse que los relevadores, se encuentren correctamente montados, que los tornillos de los bornes de los relevadores, se encuentren firmemente sujetos en las tablillas en campo y en el panel de control para que no se desconecten. Es necesario inspeccionar, que el cableado esté bien identificado y que los cables estén correctamente conectados.

- Puesta En Marcha.

Con estas pruebas se verifica el funcionamiento de los dispositivos de protección, bajo condiciones de falla, el objetivo principal es comprobar que el equipo esté instalado correctamente, listo para funcionar y dar el servicio que se espera. Estas pruebas se efectúan en el sitio de utilización y pueden resumirse como siguen:

- a) Haber realizado una inspección visual.
- b) Comprobación de los transformadores de corriente, en cuanto a: polaridad, relación de transformación, aislamiento y curva de magnetización.
- c) Comprobación de los transformadores de potencial, en cuanto a: polaridad, relación de transformación aislamiento y secuencia de fases.
- d) Prueba e inyección de corriente secundaria.
- e) Verificación del equipo por inyección de corriente primaria, para comprobar su comportamiento ante fallas externas.
- f) Verificación de los circuitos de alarma y de disparo, desde el relé hasta el panel de señalización.

- Pruebas Periódicas De Mantenimiento.

Luego de instalado el dispositivo de protección, es muy importante el mantenimiento periódico. Existen agentes que perjudicarían el normal funcionamiento del equipo, como por ejemplo: la humedad, el polvo, la corrosión de los conductores, alta resistencia entre los contactos de los relevadores. Debido a que estos equipos pasan poco tiempo en operación, los problemas podrían presentarse y pasar por desapercibido, además que los cables de conexión pueden aflojarse.

## REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.

### Libros y Folletos.

- [1] BLACKBURN Lewis y DOMIN Thomas., *Protective Relaying: Principles and Applications*, Third Edition, Taylor & Francis Group., Ney York, 2006.
- [2] DIAZ DE ALMEIDA, Marcos, *Apostila de Proteção de Sistemas Elétricos*, Natal, fevereiro de 2000.
- [3] ELMORE Walter, *Protective Relaying: Theory and Applications*, Second Edition Revised and Expanded, Marcel Dekker Inc., 2004.
- [4] GLOVER, Duncan y SARMA Mulucutla., “*Sistemas de Potencia: Análisis y diseño*”, 3ra Edición, Editorial Thomson, 2004.
- [5] REIMERT Donald, *Protective Relaying For Power Generation Systems*, Taylor & Francis Group., 2006.
- [6] RUSSELL, Mason, *The Art & science of protective relaying*, 7ma. Edition, Editorial C.E.C.S.A., 1979.
- [7] “*Curso de estabilidad de sistemas eléctricos de potencia*”, FING 2007.
- [8] “*Application Guide For The Device of Protective Relays*”, CEE Relays, [www.ceerelays.co.uk](http://www.ceerelays.co.uk).
- [9] *Network protection and automation guide*, [www.artikel-software.com/blog](http://www.artikel-software.com/blog)
- [10] CARILLO, Gilberto, “*Protecciones Eléctricas*”, Bucaramanga, 2007.
- [11] COES SINAC., *Criterios de ajuste y coordinación de los sistemas de protección del SEIN*, marzo de 2008.
- [12] COES SINAC., *Requisitos mínimos para los sistemas de protección del SEIN*, marzo de 2008.
- [13] INTERCONEXIÓN ELECTRICA S.A. E.S.P, *Guía para el buen ajuste y coordinación de protecciones del STN*, IEB S.A, Itagüí, julio de 2000.
- [14] IEEE, *Protección de generadores sincrónicos*, Tutorial IEEE.

### Tesis y Trabajos de Investigación

- [1] ANDRADE, Edgar., “*Criterios técnicos para ajustar registradores automáticos de perturbaciones en el sistema nacional interconectado aplicado a la subestación*”

Molino, Tesis E.P.N. Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Quito, enero de 2008.

[2] ANDRADE, Edgar., “*Funcionamiento, operación y pruebas de transformadores de corriente*”, Tesis Instituto Politécnico Nacional Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, México.

[3] ARMENGOL, Benito, “*Control de emergencias y desprendimiento óptimo de carga*”, Pontificia Universidad Católica de Chile, 1992.

[4] CALERO, Iván, “*Protección de generadores eléctricos mediante relés microprocesados multifuncionales*”, Tesis E.P.N. Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Quito, julio de 2008.

[5] CHIMARRO, Franklin., “*Análisis y determinación de tiempos de recierre para líneas del sistema nacional de transmisión del Ecuador en 138kV*”, Tesis E.P.N. Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Quito, marzo de 2007.

[6] CORONEL Juan y RIVAS Yuri., “*Análisis técnico y económico de la conveniencia de cambio del sistema aislado de tierra a un sistema puesto a tierra en la C.H. Illuchi I*”, Tesis E.P.N. Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Quito, enero de 2008.

[7] CORDOVA, Jorge y FARINANGO Washington., “*Estudio de Ajuste y Coordinación de Protecciones con Reles Digitales (IED) del Sistema Eléctrico Quito en Niveles de Voltaje de 138kV Y 46kV*”, Tesis E.P.N. Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Quito, septiembre de 2008.

[8] DUTÁN, Luis., “*Modelación y análisis del relé diferencial para transformadores de potencia con conexión Yyd usando ATP-EMTP*”, Tesis E.P.N. Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Quito, agosto de 2008.

[9] GONZALES, Ebelio, *Fundamentos en la Aplicación de Relevadores de Protección en Sistemas Eléctricos de Potencia*, Tesis Universidad Autónoma de Nuevo León Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, San Nicolás de los Garza, diciembre de 1994.

[10] GORIA CIENEROS, Lino, “*Análisis de Flujos de carga*”, ITM-DIE, 2007.

[11] GOMEZ, Fernando., “*Análisis de la coordinación de protecciones en centrales eléctricas*”, Tesis Instituto Politécnico Nacional Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, México, diciembre de 2006.

- [12] POTOSÍ, Rodrigo., “*Estudio de coordinación de protecciones eléctricas para las plataformas Tivacuno empleando relés digitales GE Multiling-UR*”, Tesis E.P.N. Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Quito, octubre de 2008.
- [13] OLVERA, Francisco., “*Relevadores de protección aplicados a las líneas de transmisión*”, Tesis Universidad Autónoma de Nuevo León Facultad De Ingeniería Mecánica y Eléctrica, Monterrey, diciembre de 1999.
- [14] VILLACÍS, Ana., “*Análisis de corto circuitos a nivel de 230kv y 138kv con la segunda línea de interconexión entre Ecuador y Colombia y nueva generación*”, Tesis E.P.N. Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Quito, noviembre de 2007.
- [15] MARINES, Víctor, “Análisis de los modelos de transformadores para simulación de la protección diferencial”, *Ingenierías*, Vol XIII, No. 46, enero-marzo 2010.
- [16] CENACE “*Niveles de cortocircuito en las barras del S.N.I.*”, Dirección de planeamiento, junio de 2009.
- [17] MOZINA, Charles, “*Mejoramiento de la protección de generadores usando tecnología digital*”, Canadian Electrical Association, Vancouver, marzo 1995.
- [18] FOLKERS, Ralph, *Determine current transformer suitability using emtp models*, Schweitzer Engineering Laboratories, Inc, Pullan USA, 1999.
- [19] GE POWER MANAGEMENT, *CT application guide for the 489 generator management relay*”, GE publication No. GET-8402, 2002.
- [20] HUNT, Rich, *Impact of CT error on protective relay- case studies and analysis*, GE multiling, Atlanta, 2008.
- [21] HANS, Hermann, *Underexcitation protection base don admittance measurement- excellent adaptation on generator capability curves*.

### **Normas Técnicas.**

- [1] IEEE STD C37.102-2006, *Guide for ac generator protection*, IEEE Power Engineering Society, New York, 16 febrero 2007.
- [2] IEEE STD C37.91Draft/05, *Guide for protecting power transformers*, IEEE Power Engineering Society, New York, 2006.
- [3] IEEE STD C37.96-1988, *IEEE Guide for AC Motor Protection (ANSI)*.
- [4] IEC 60044-1: Instrument transformers –Part 1: Current transformers.
- [5] IEC 60044-2: Instrument transformers –Part 2: Inductive voltage transformers.

- [6] IEC 60044-6 Instrument Transformers Part 6: Requirements for Protective Current Transformers for Transient Performance.
- [7] IEEE STD C57.116-1989, *Guide for transformers directly connected to generators*, IEEE Power Engineering Society, New York, 1989.
- [8] IEEE STD C37.110-1996, *Guide for the application of current transformers used for protective relaying purposes*, IEEE Power Engineering Society, New York, 1996.
- [9] IEEE STD C37.113-2006, *Guide for protective relay applications to transmission lines*, IEEE Power Engineering Society, New York, 2006.
- [10] IEEE STD C32-1972, *Standard Requirements, Terminology, and Test Procedure for Neutral Grounding Devices*.
- [11] IEEE STD C32.106-2003, *Guide for Abnormal Frequency Protection of Power Generating Plants*.
- [12] IEEE STD C32.101-1993, *Guide for Generator Ground Protection*.

**Páginas Internet.**

- [1] [www.digsilent.de](http://www.digsilent.de)
- [2] [www.neplan.ch](http://www.neplan.ch)
- [3] [www.cenece.org.ec](http://www.cenece.org.ec)
- [4] [www.conelec.gov.ec](http://www.conelec.gov.ec)








# **ANEXO A**

SIMBOLOS DE RELES SEGÚN NORMAS ANSI/IEC

## SÍMBOLOS DE LOS RELÉS SEGÚN NORMAS ANSI/IEC.

Hay muchos métodos para la identificación de las funciones de los relés de protección, los comúnmente usados son: los dados por el estándar ANSI C37-2 (sistema numérico) y los dados por el estándar IEC 60617 (símbolos gráficos).

Descripción	ANSI	IEC	Descripción	ANSI	IEC
Sobrevelocidad	12	$\omega >$	De sobrecorriente falla a tierra de tiempo inverso	51G	
Bajavelocidad	14	$\omega <$	De sobrecorriente falla a tierra de tiempo definido	51N	
De distancia	21	$Z <$	Sobrecorriente con voltaje controlado/restringido	51V	
De Sobretemperatura	26	$\theta >$	Factor de potencia	55	$\cos \varphi >$
Bajovoltaje	27	$U <$	Sobrevoltaje	59	$U >$
Sobrepotencia direccionada	32		Desplazamiento del punto neutral	59N	$U_{rsd} >$
Bajapotencia	37	$P <$	Falla a tierra	64	
Sobrecorriente	37	$I <$	Sobrecorriente direccional	67	
Secuencia negativa	46	$I_2 >$	Falla a tierra direccional	67N	
Voltaje de secuencia negativa	47	$U_2 >$	Pérdida de sincronismo	78	$\varphi >$
Relé térmico	49		Bajafrecuencia	81U	$f <$
Sobrecorriente instantáneo	50	$I >>$	Sobrefrecuencia	81O	$f >$
Sobrecorriente de tiempo inverso	51		Diferencial	87	$I_d >$

## **ANEXO B**

### **FLUJOS DE POTENCIA Y CORTOCIRCUITOS**

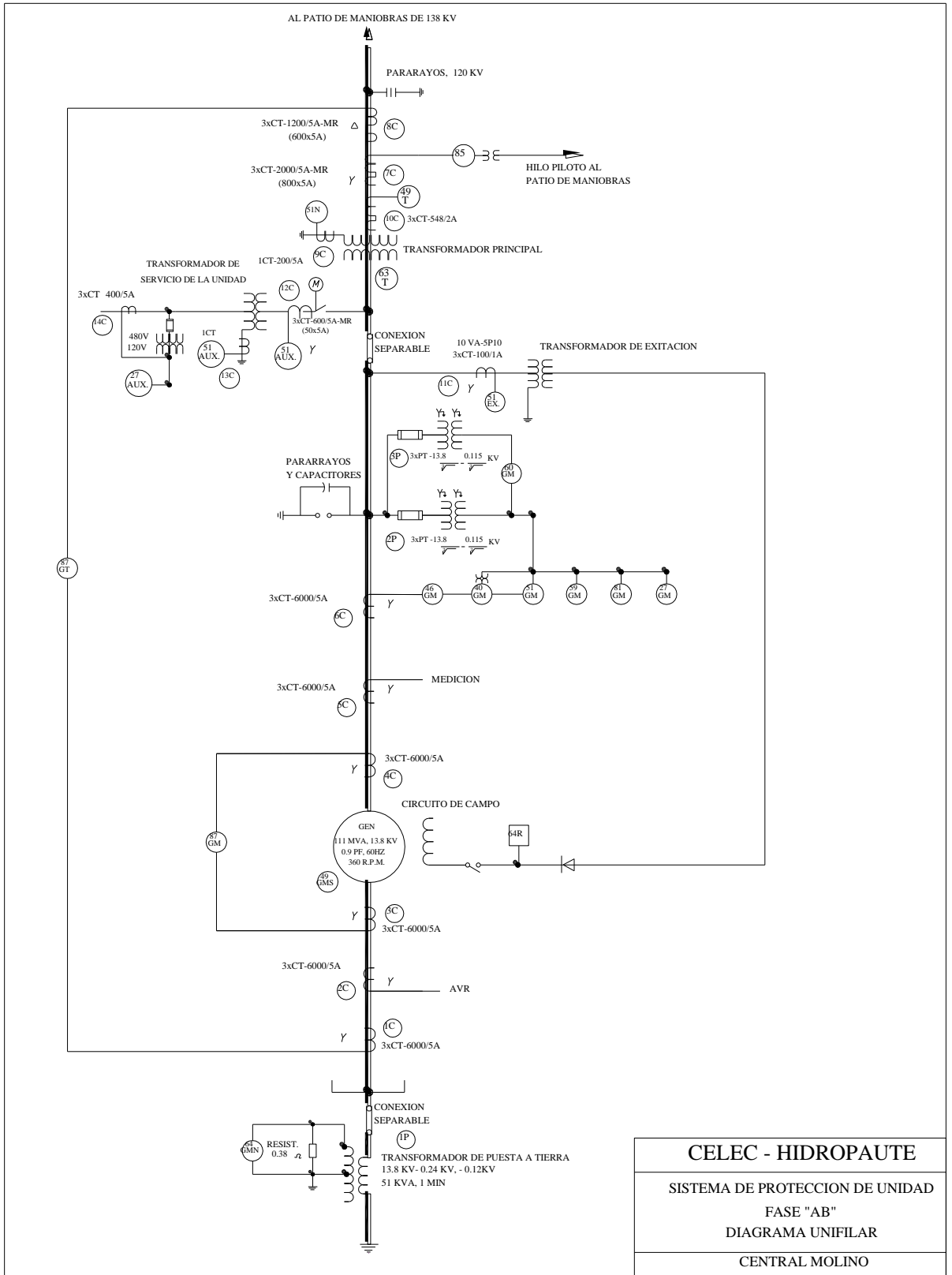
**B.1. DIAGRAMA UNIFILAR DE PROTECCION DE UNIDAD.**

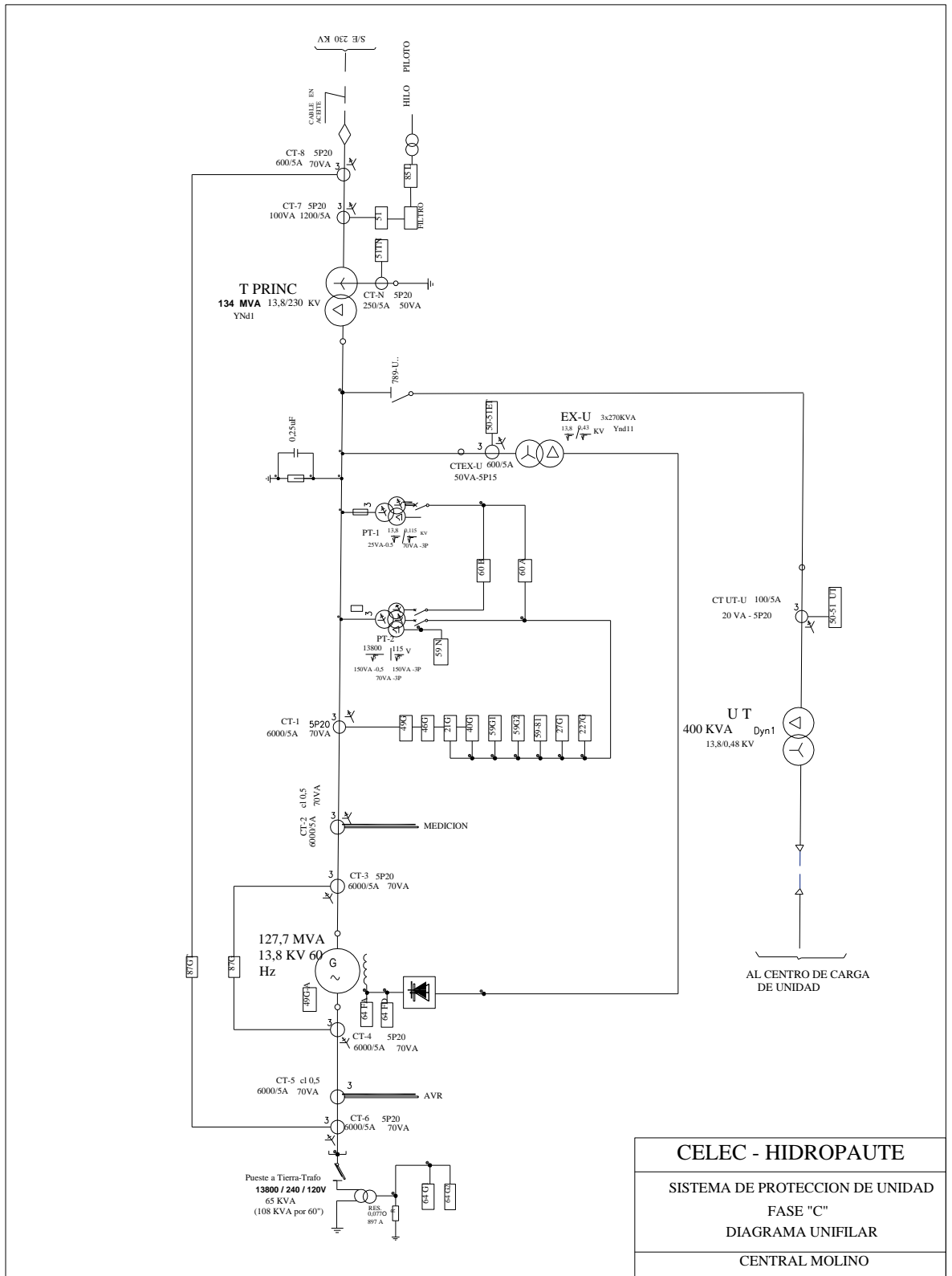
**B.2. PUNTOS CONSIDERADOS PARA EL CORTOCIRCUITO Y FLUJO DE POTENCIA.**

**B.3. RESULTADO DE FLUJOS DE POTENCIA.**

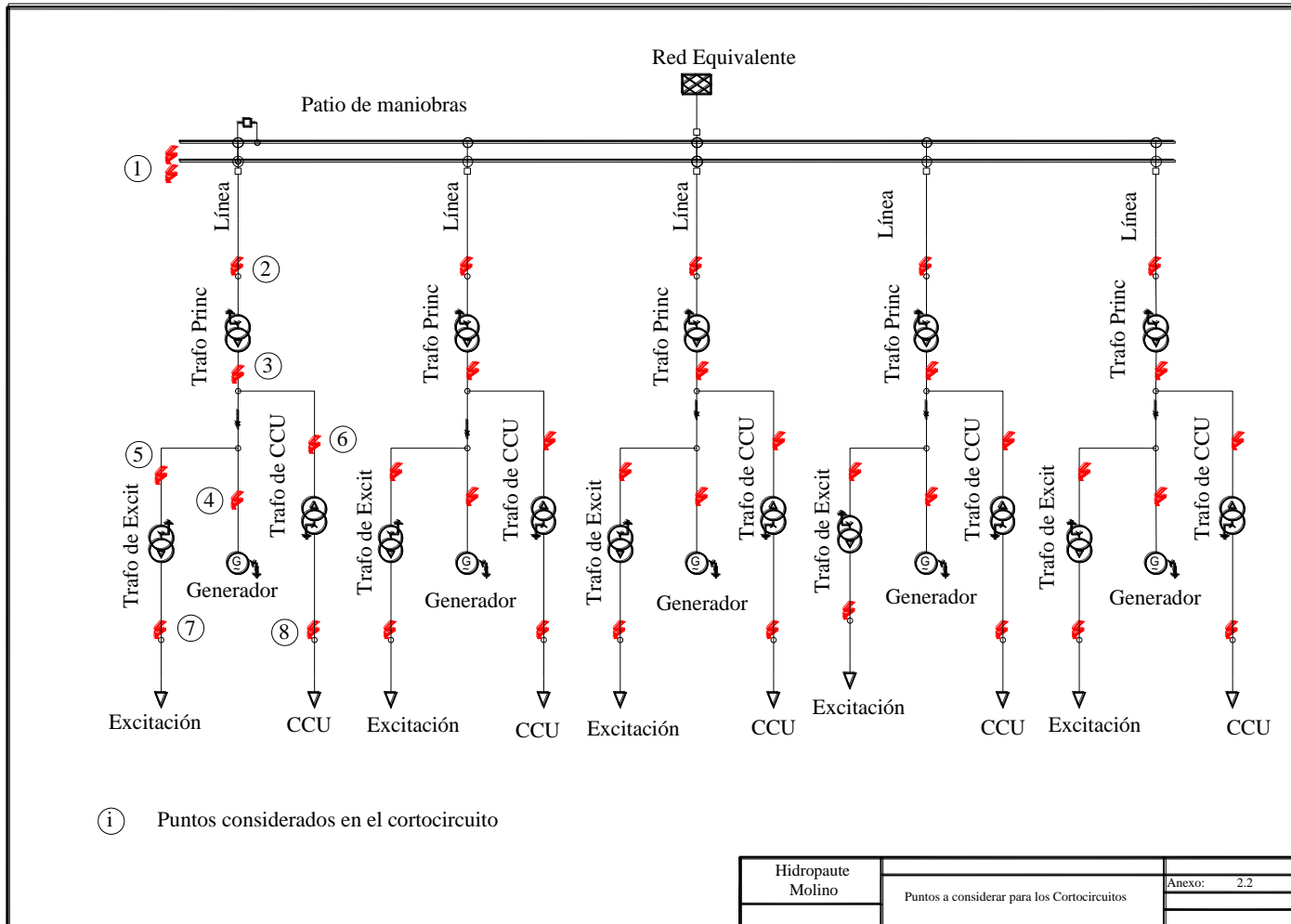
**B.4. RESULTADOS DE CORTOCIRCUITOS.**

## B.1. DIAGRAMA UNIFILAR DE PROTECCION DE UNIDAD.

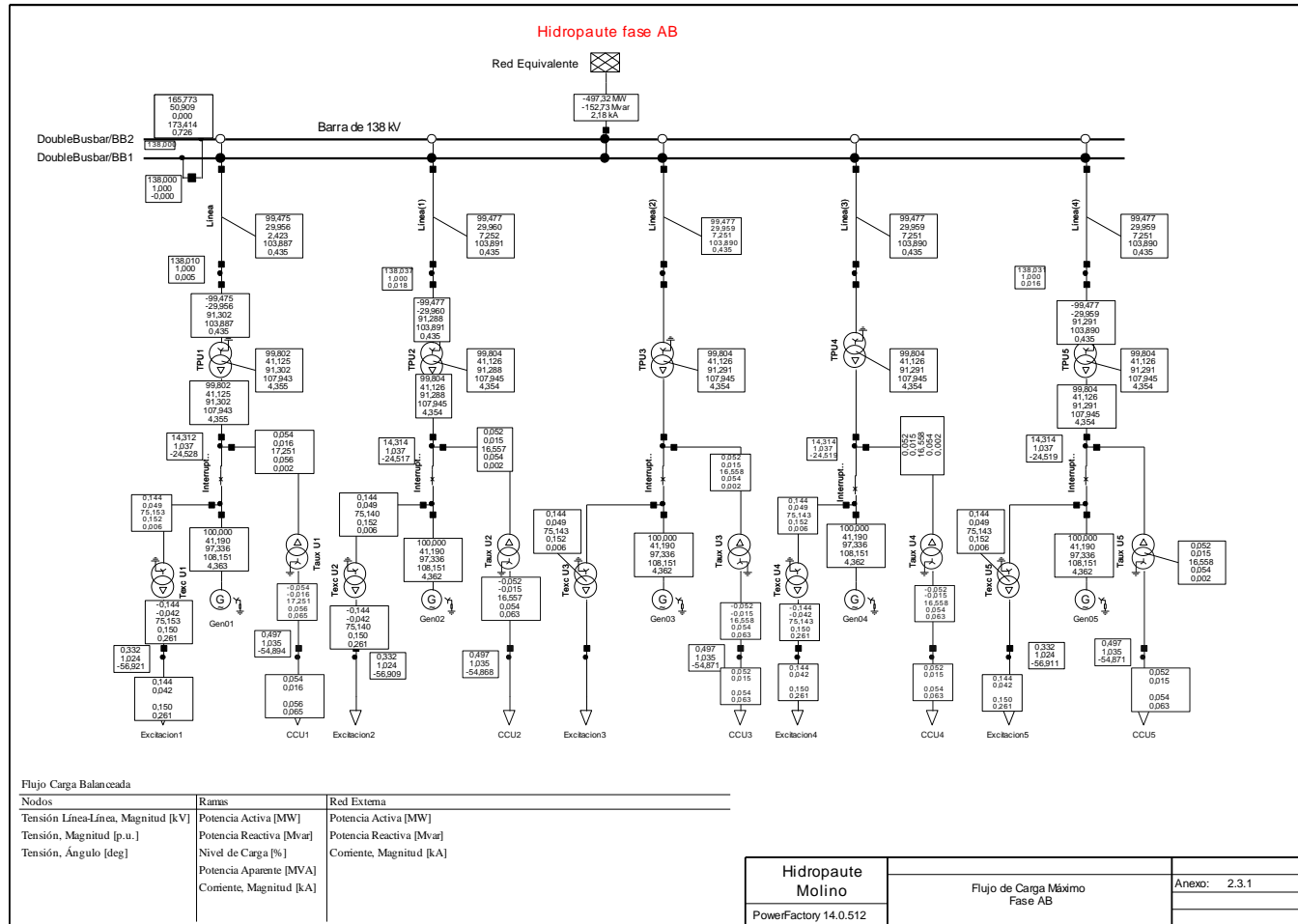


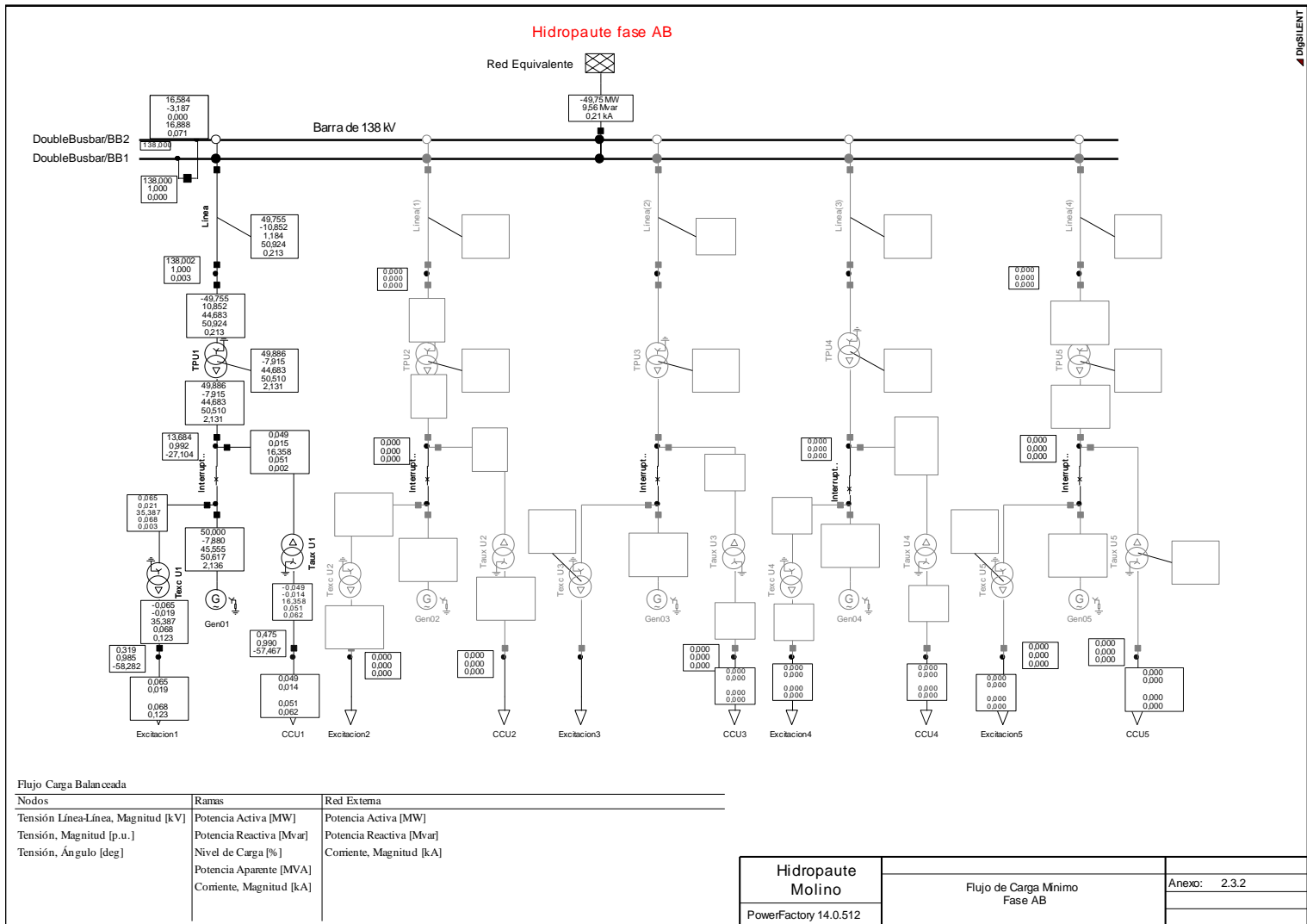


## B.2. PUNTOS CONSIDERADOS PARA EL CORTOCIRCUITO Y FLUJO DE POTENCIA.

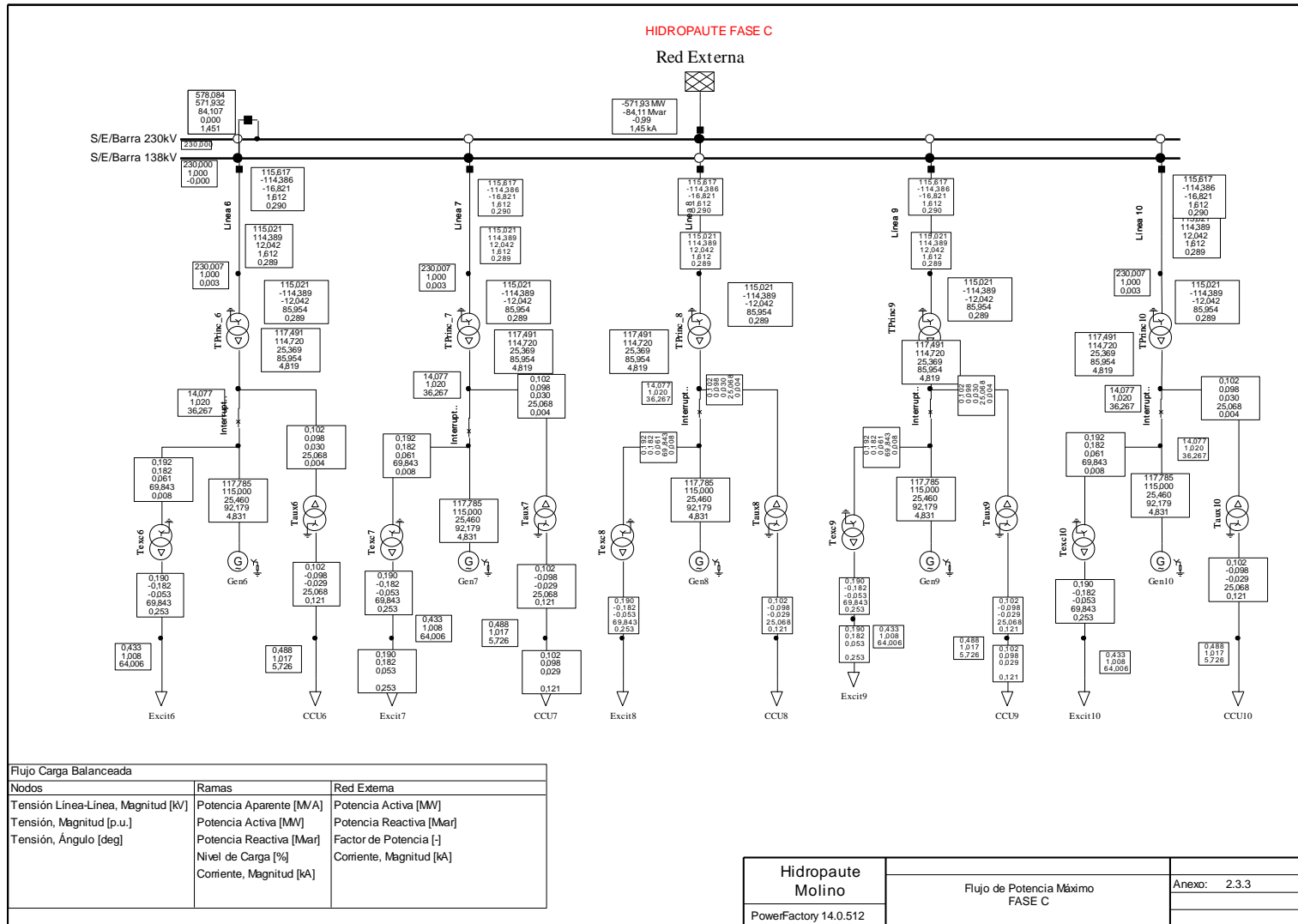


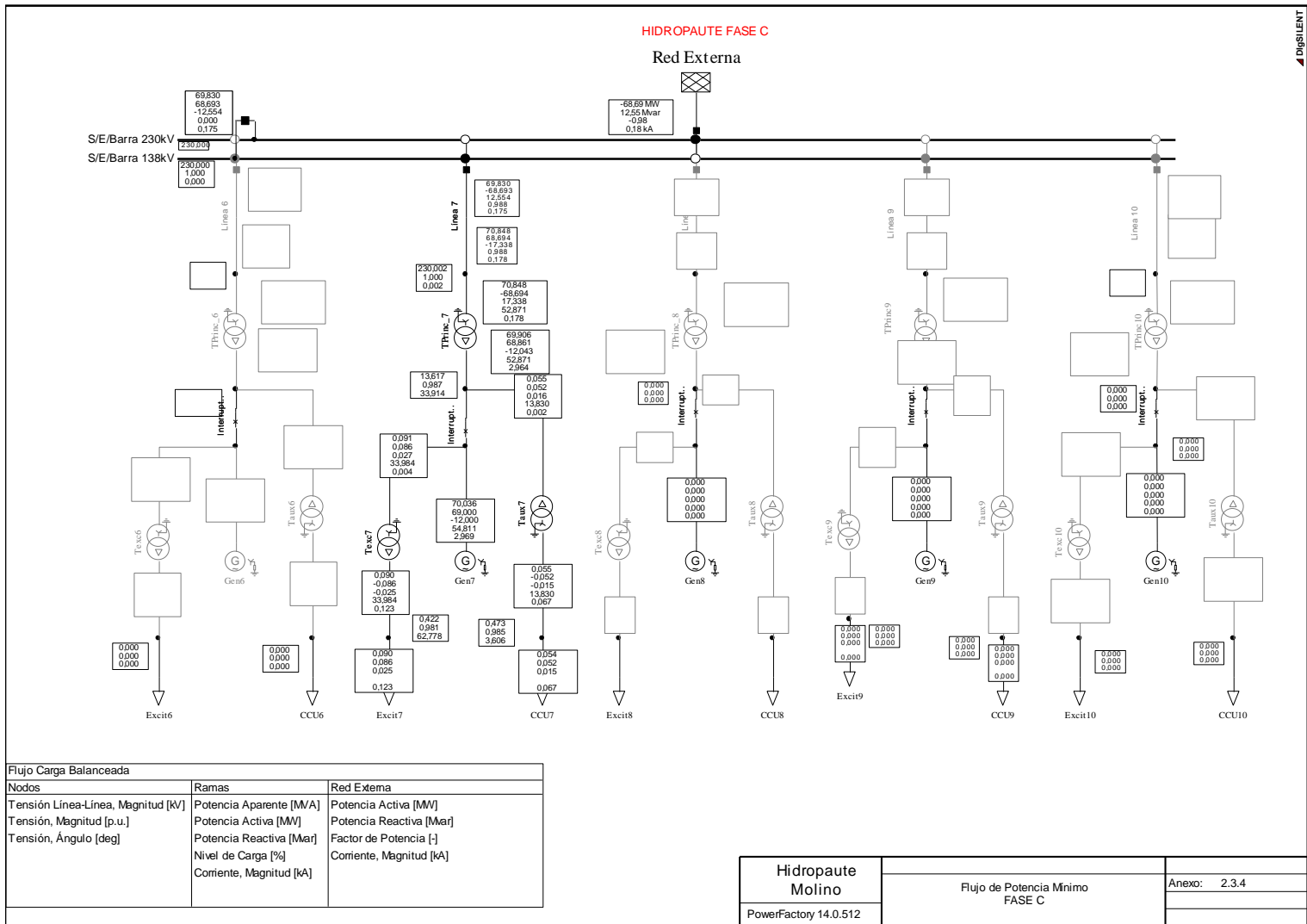
### B.3. RESULTADO DE FLUJOS DE POTENCIA.



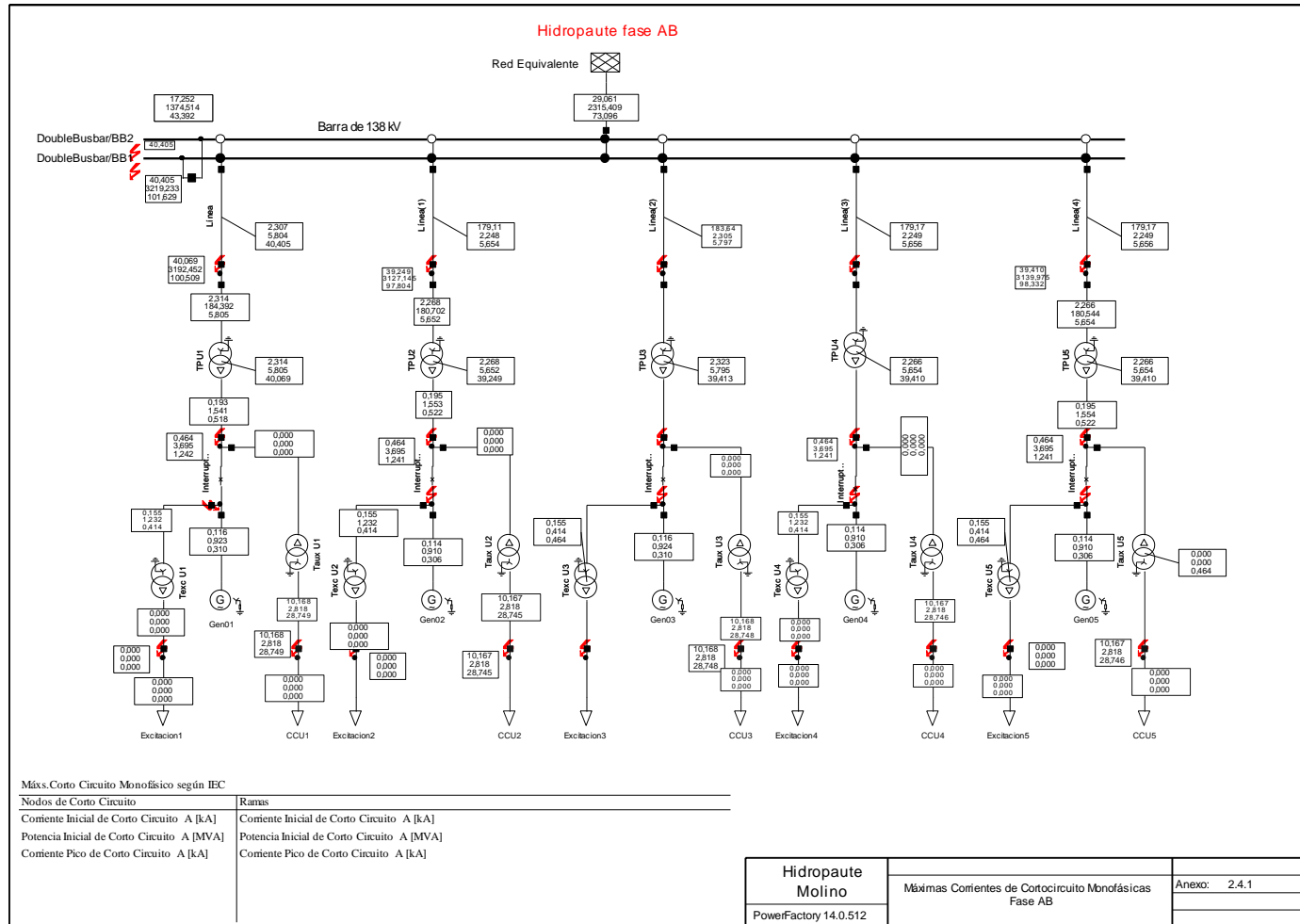


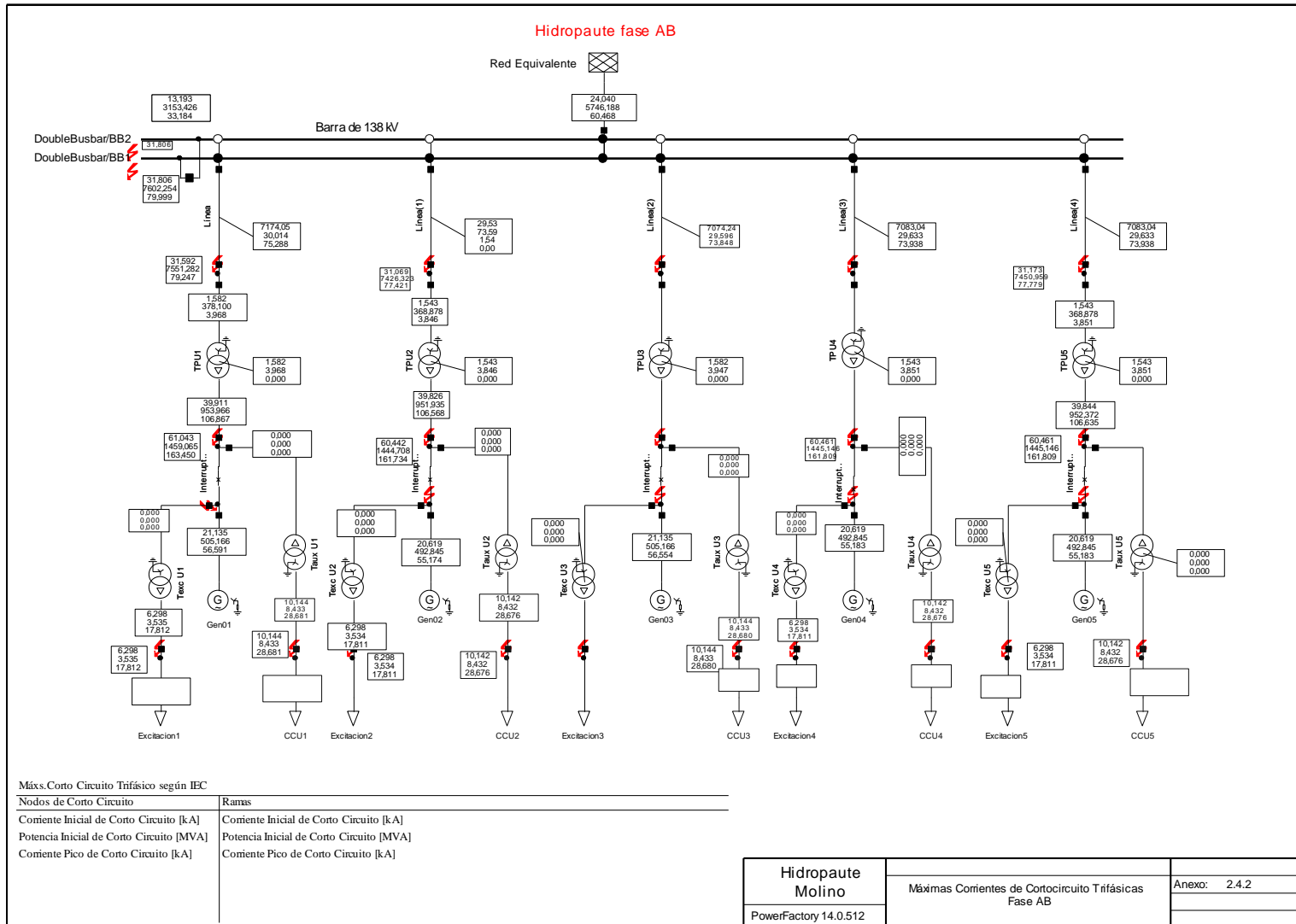


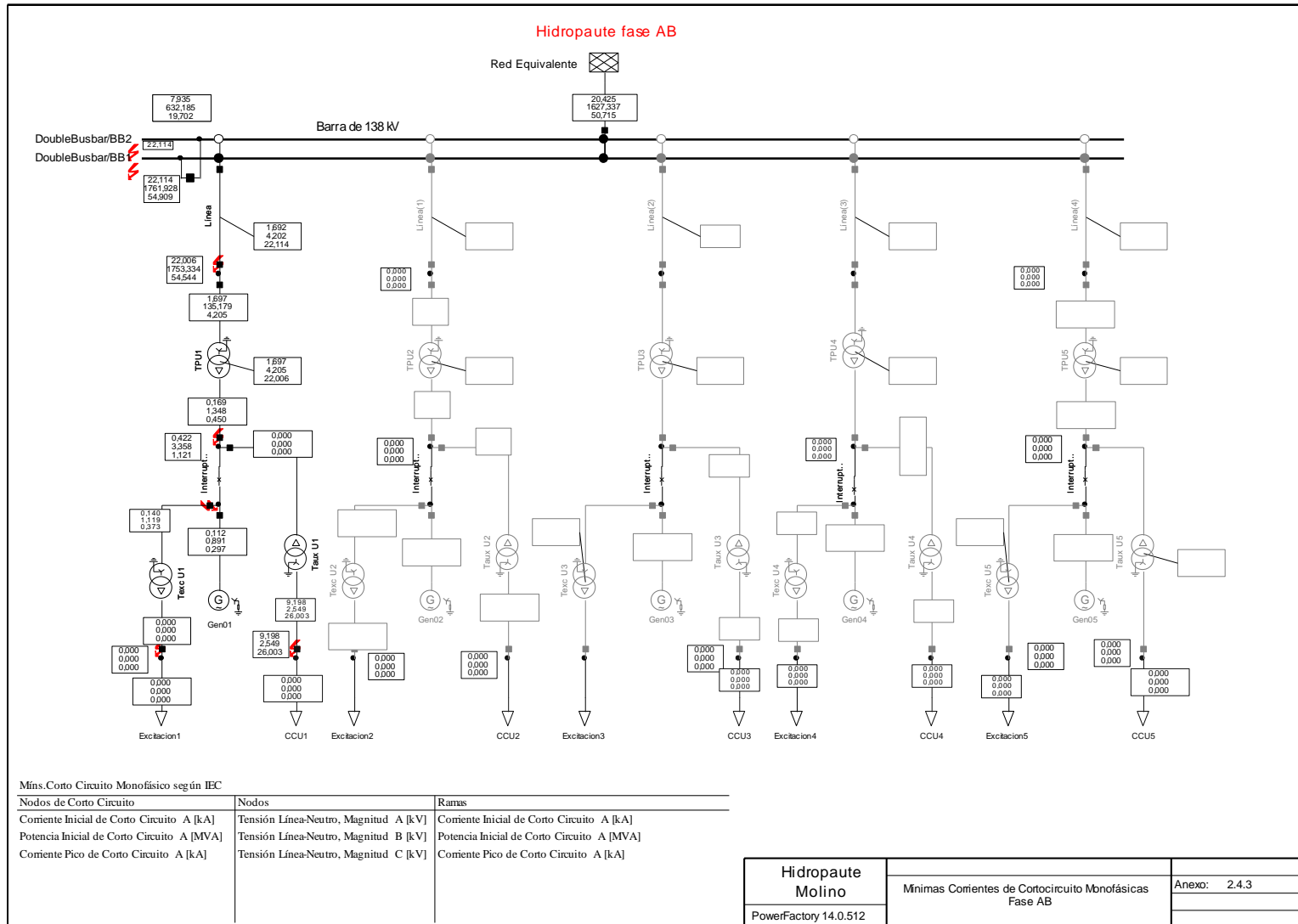


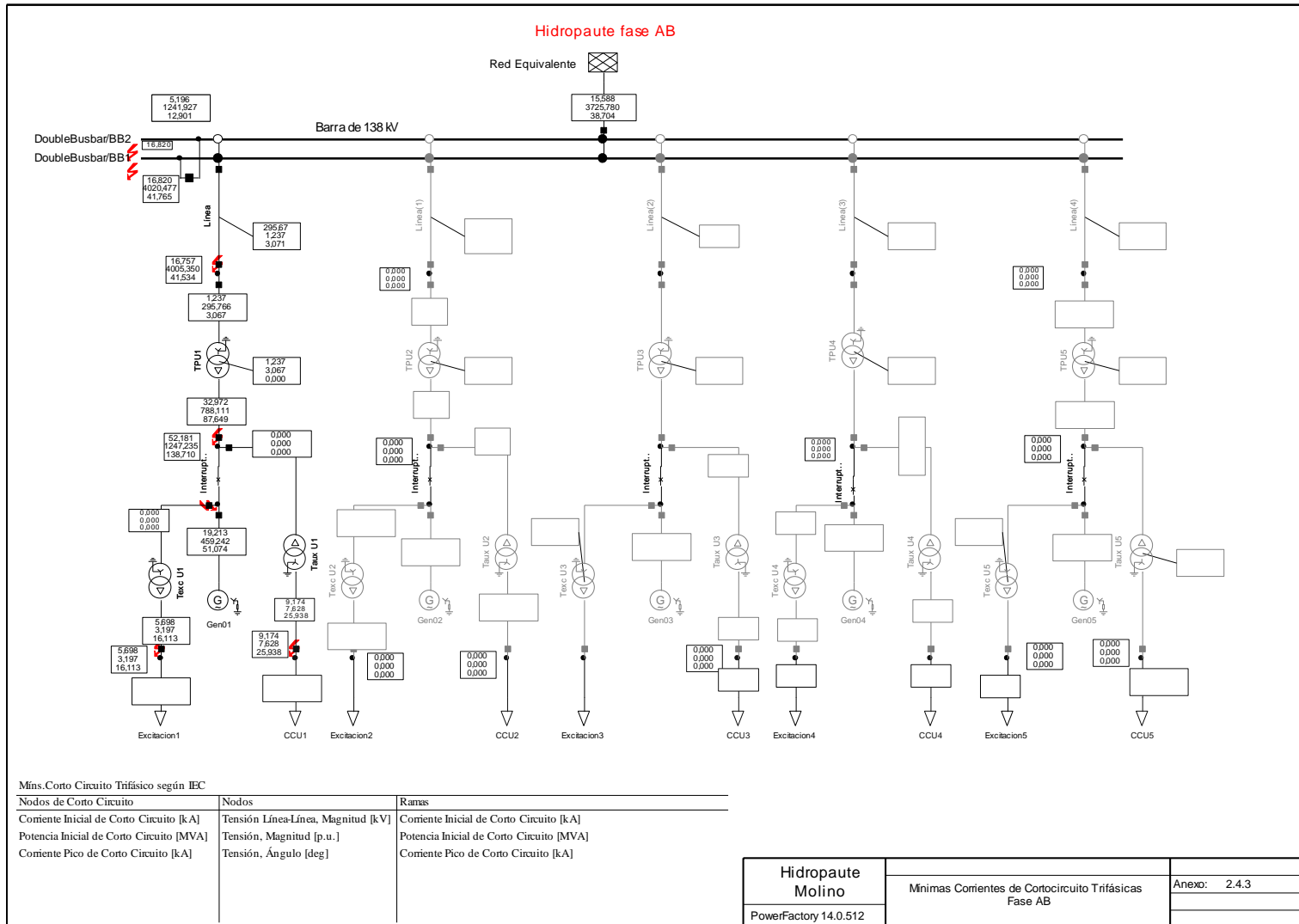


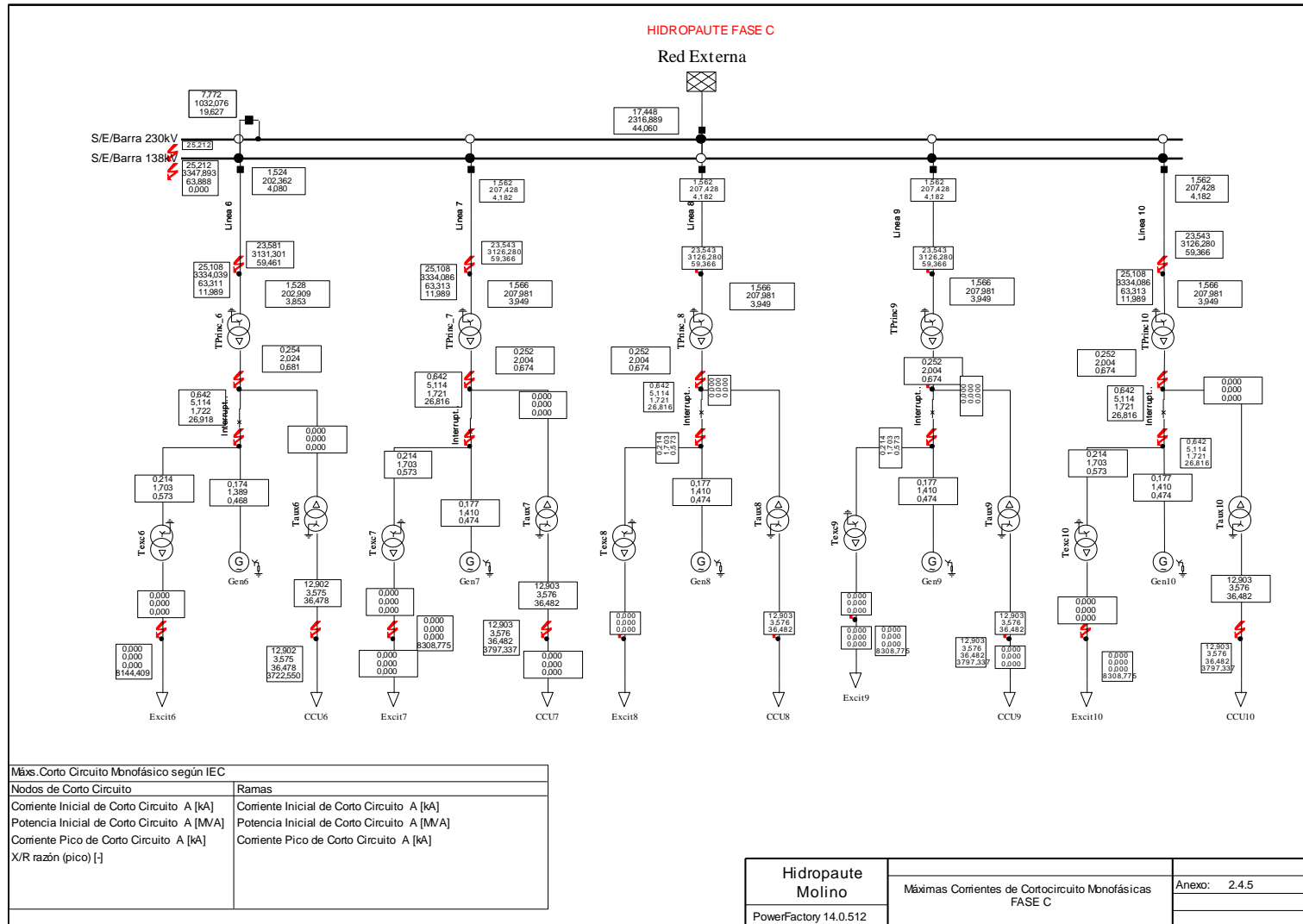
## B.4. RESULTADOS DE CORTOCIRCUITOS.

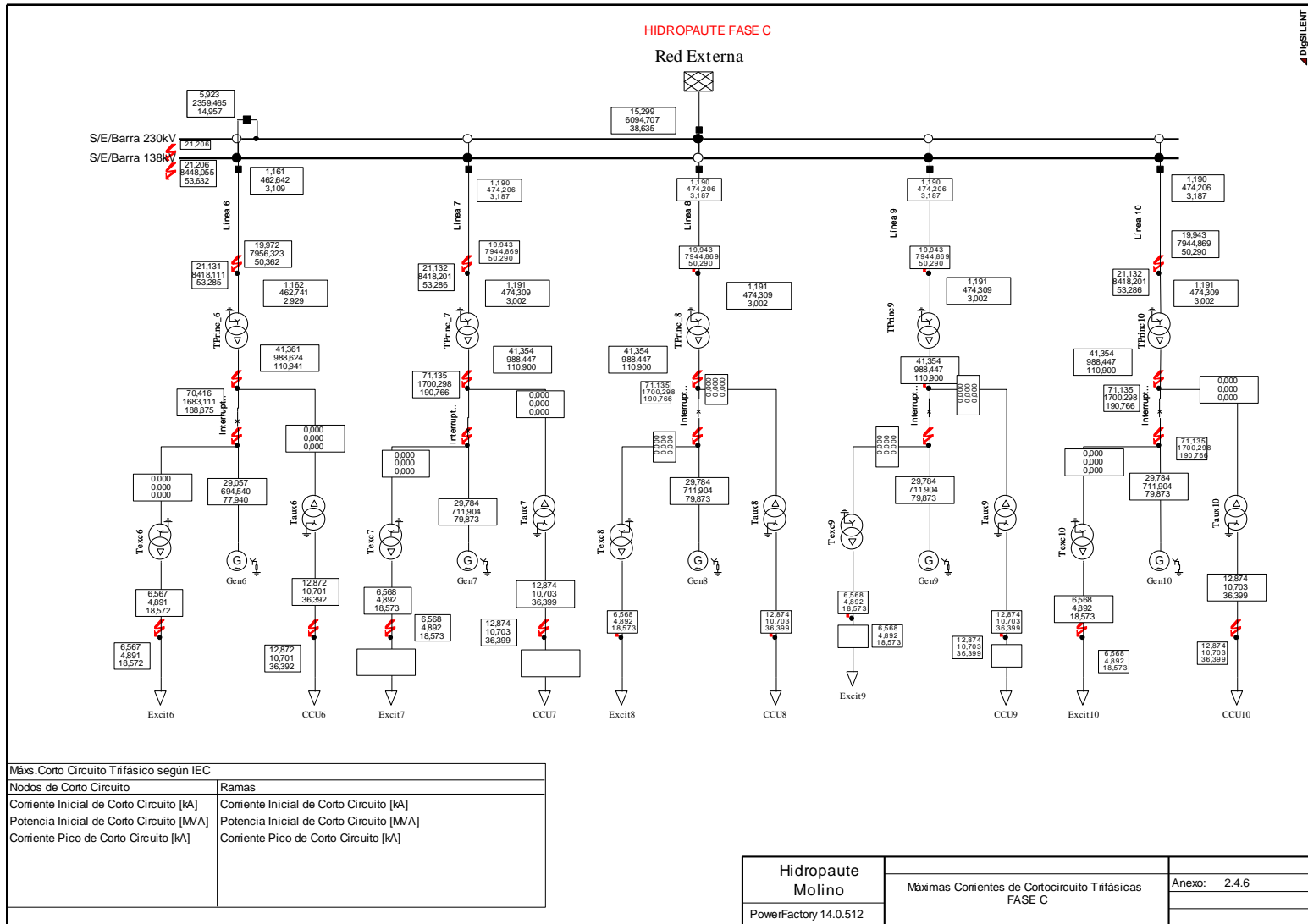




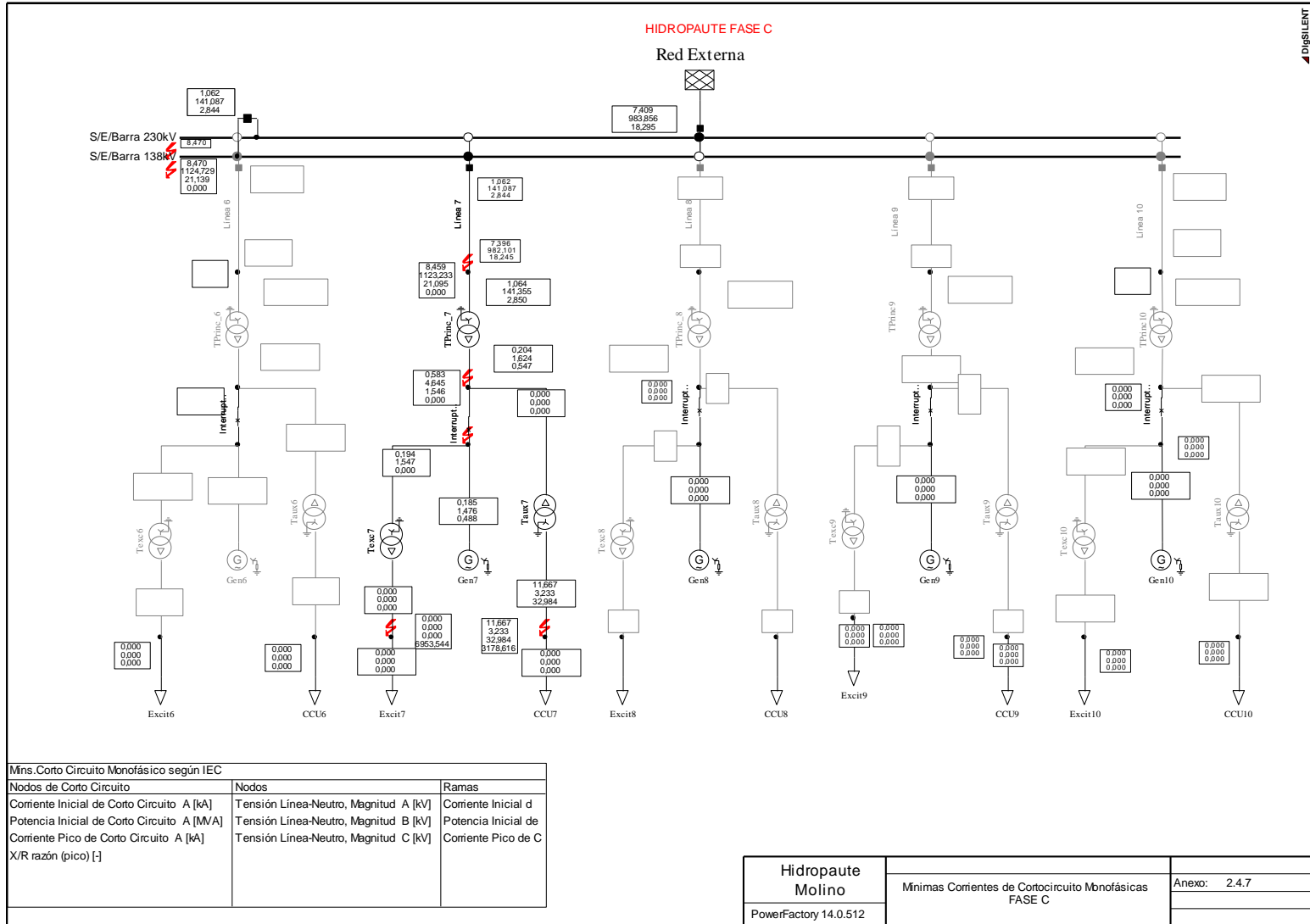


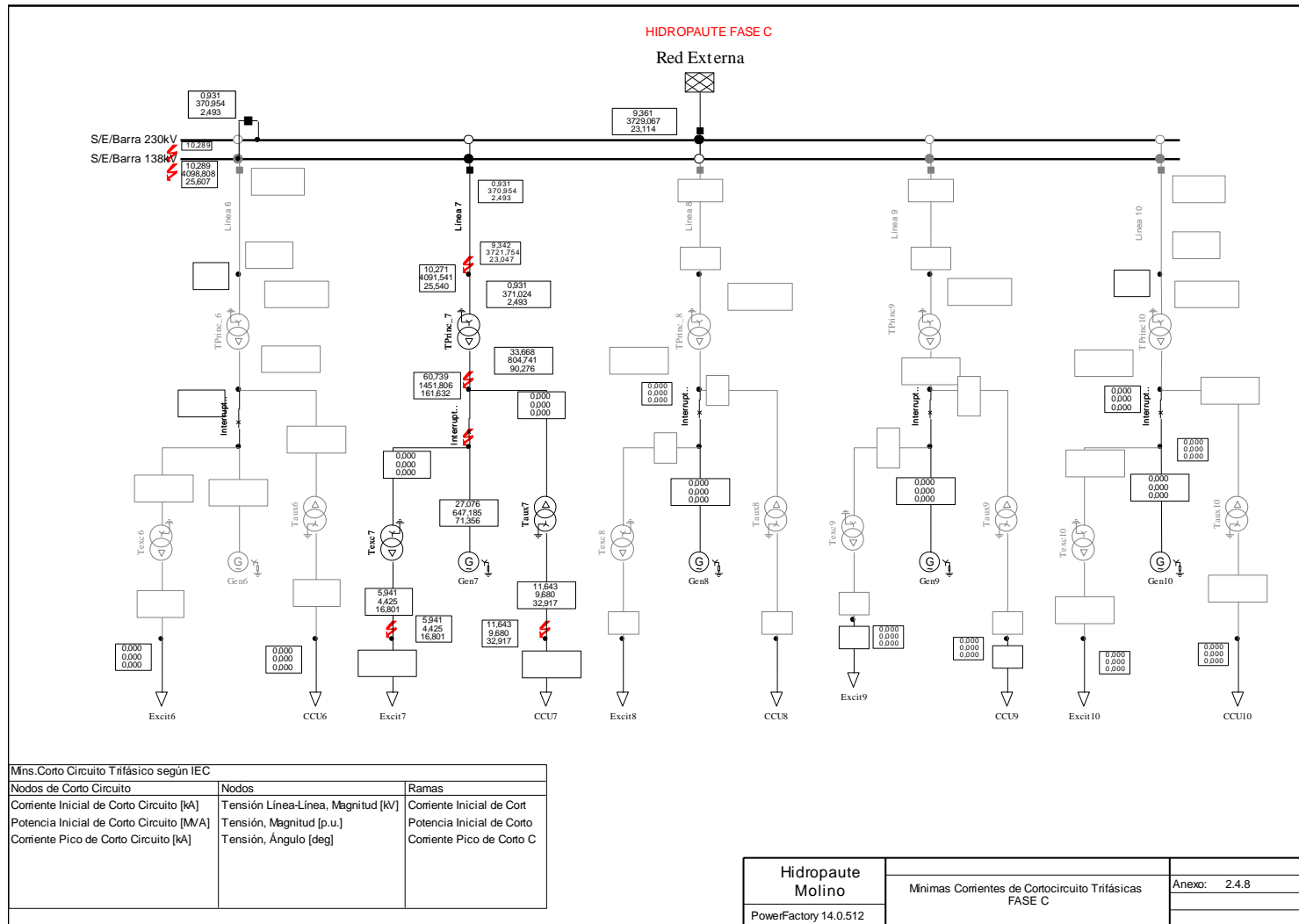












## **ANEXO C**

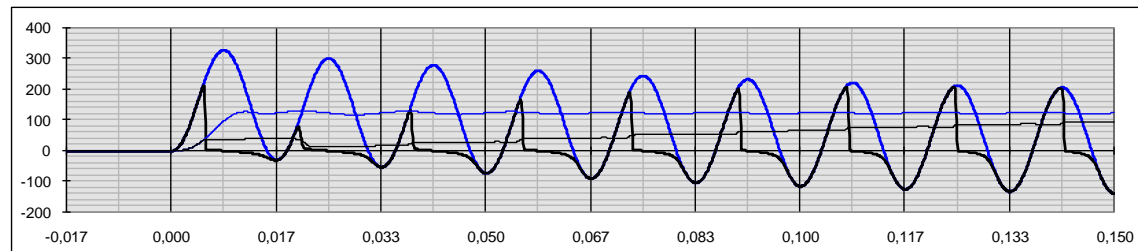
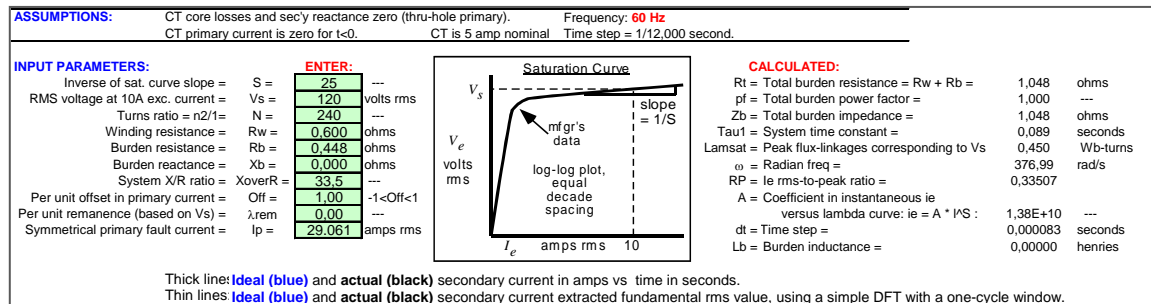
### **RESULTADO DE SATURACIÓN DE LOS TC's**

**C.1 RESULTADOS DE LOS ANÁLISIS DE SATURACIÓN DE LOS TC'S DE LA FASE AB.**

**C.2 RESULTADOS DE LOS ANÁLISIS DE SATURACIÓN DE LOS TC'S DE LA FASE C.**

## C.1 RESULTADOS DE LOS ANÁLISIS DE SATURACIÓN DE LOS TC'S DE LA FASE AB.

### TRANSFORMADOR DE CORRIENTE 8c – Falla Interna.

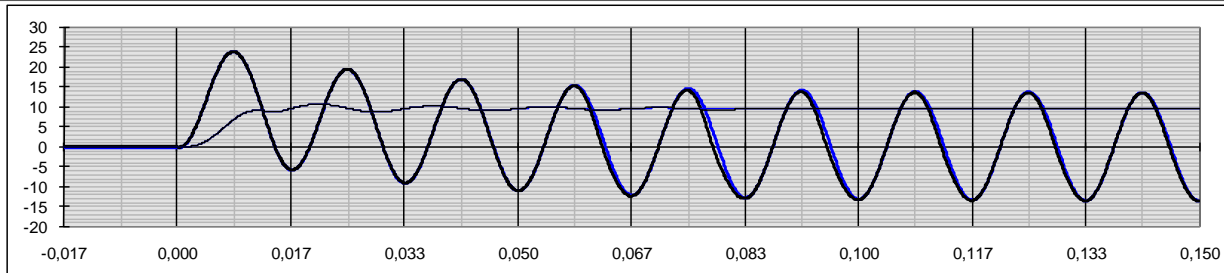


Tiempo de saturación de TC = 4,5 ms.

### TRANSFORMADOR DE CORRIENTE 8c – Falla Externa.

INPUT PARAMETERS:		ENTER:			CALCULATED:	
Inverse of sat. curve slope =	S =	25	---		Rt = Total burden resistance = $R_w + R_b =$	1,048
RMS voltage at 10A exc. current =	Vs =	120	volts rms	pf = Total burden power factor =	1,000	---
Turns ratio = $n2/1=$	N =	240	---	Zb = Total burden impedance =	1,048	ohms
Winding resistance =	Rw =	0,600	ohms	Tau1 = System time constant =	0,030	seconds
Burden resistance =	Rb =	0,448	ohms	Lamsat = Peak flux-linkages corresponding to Vs	0,450	Wb-turns
Burden reactance =	Xb =	0,000	ohms	$\omega =$ Radian freq =	376,99	rad/s
System X/R ratio =	XoverR =	11,4	---	RP = Ie rms-to-peak ratio =	0,33507	---
Per unit offset in primary current =	Off =	1,00	-1<Off<1	A = Coefficient in instantaneous ie	1,38E+10	---
Per unit remanence (based on Vs) =	$\lambda_{rem}$	0,00	---	versus lambda curve: $i_e = A * I^S :$	0,000083	seconds
Symmetrical primary fault current =	Ip =	2,314	amps rms	dt = Time step =	0,00000	henries
				Lb = Burden inductance =		

Thick line: **Ideal (blue)** and **actual (black)** secondary current in amps vs time in seconds.  
Thin lines **Ideal (blue)** and **actual (black)** secondary current extracted fundamental rms value, using a simple DFT with a one-cycle window.

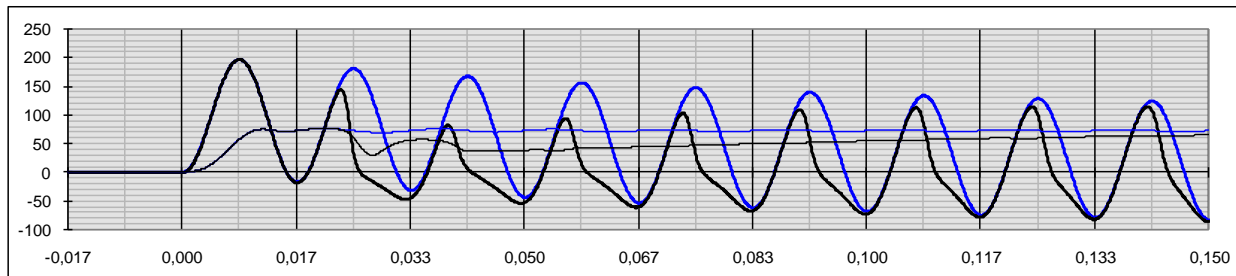


Tiempo de saturación de TC = **60 ms.**

### TRANSFORMADOR DE CORRIENTE 7c – Falla Interna.

INPUT PARAMETERS:		ENTER:			CALCULATED:	
Inverse of sat. curve slope =	S =	25	---		Rt = Total burden resistance = $R_w + R_b =$	2,390
RMS voltage at 10A exc. current =	Vs =	1250	volts rms	pf = Total burden power factor =	1,000	---
Turns ratio = $n2/1=$	N =	400	---	Zb = Total burden impedance =	2,390	ohms
Winding resistance =	Rw =	1,000	ohms	Tau1 = System time constant =	0,089	seconds
Burden resistance =	Rb =	1,390	ohms	Lamsat = Peak flux-linkages corresponding to Vs	4,689	Wb-turns
Burden reactance =	Xb =	0,000	ohms	$\omega =$ Radian freq =	376,99	rad/s
System X/R ratio =	XoverR =	33,5	---	RP = Ie rms-to-peak ratio =	0,33507	---
Per unit offset in primary current =	Off =	1,00	-1<Off<1	A = Coefficient in instantaneous ie	4,98E-16	---
Per unit remanence (based on Vs) =	$\lambda_{rem}$	0,00	---	versus lambda curve: $i_e = A * I^S :$	0,000083	seconds
Symmetrical primary fault current =	Ip =	29,061	amps rms	dt = Time step =	0,00000	henries
				Lb = Burden inductance =		

Thick line: **Ideal (blue)** and **actual (black)** secondary current in amps vs time in seconds.  
Thin lines **Ideal (blue)** and **actual (black)** secondary current extracted fundamental rms value, using a simple DFT with a one-cycle window.

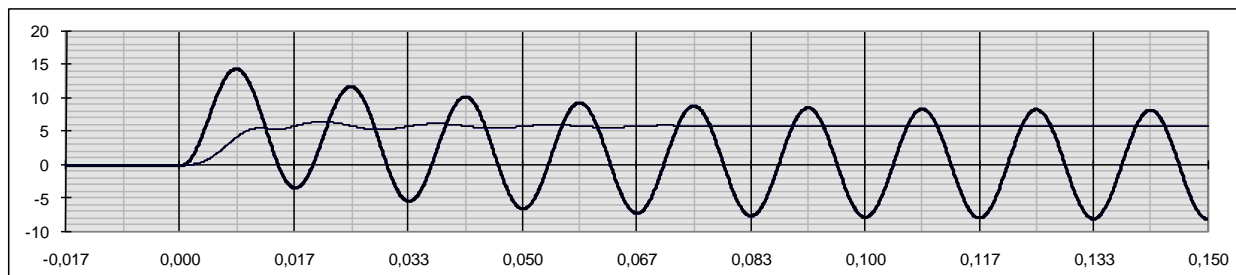


Tiempo de saturación de TC = 24 ms.

TRANSFORMADOR DE CORRIENTE 7c – Falla Externa.

INPUT PARAMETERS:		ENTER:			CALCULATED:	
Inverse of sat. curve slope =	S =	25	—		Rt = Total burden resistance =	Rw + Rb =
RMS voltage at 10A exc. current =	Vs =	1250	volts rms	pf = Total burden power factor =		0,767 —
Turns ratio = n2/1 =	N =	400	—	Zb = Total burden impedance =		3,116 ohms
Winding resistance =	Rw =	1,000	ohms	Tau1 = System time constant =		0,030 seconds
Burden resistance =	Rb =	1,390	ohms	Lamrat = Peak flux-linkages corresponding to Vs		4,689 Wb-turns
Burden reactance =	Xb =	2,000	ohms	ω = Radian freq =		376,99 rad/s
System X/R ratio =	XoverR =	11,4	—	RP = Ie rms-to-peak ratio =		0,33507
Per unit offset in primary current =	Off =	1,00	-1 < Off < 1	A = Coefficient in instantaneous ie versus lambda curve: ie = A * P * S:		4,98E-16 —
Per unit remanence (based on Vs) =	λrem	0,00	—	dt = Time step =		0,000083 seconds
Symmetrical primary fault current =	Ip =	2,314	amps rms	Lb = Burden inductance =		0,00531 henries

Thick line: Ideal (blue) and actual (black) secondary current in amps vs time in seconds.  
Thin lines: Ideal (blue) and actual (black) secondary current extracted fundamental rms value. using a simple DFT with a one-cycle window.

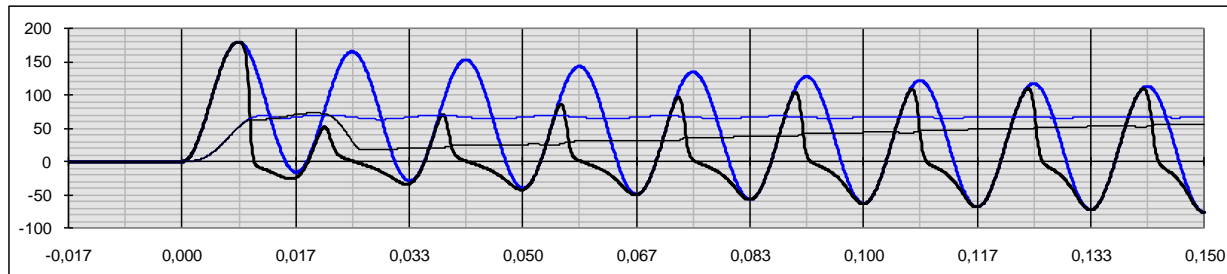


Tiempo de saturación de TC = no se satura.

### TRANSFORMADOR DE CORRIENTE 9c – Falla Interna.

INPUT PARAMETERS:		ENTER:			CALCULATED:	
Inverse of sat. curve slope =	S =	25	---		Rt = Total burden resistance = Rw + Rb =	0,466
RMS voltage at 10A exc. current =	Vs =	118	volts rms	pf = Total burden power factor =	1,000	---
Turns ratio = n2/1 =	N =	40	---	Zb = Total burden impedance =	0,466	ohms
Winding resistance =	Rw =	0,200	ohms	Tau1 = System time constant =	0,089	seconds
Burden resistance =	Rb =	0,266	ohms	Lamsat = Peak flux-linkages corresponding to Vs	0,443	Wb-turns
Burden reactance =	Xb =	0,000	ohms	$\omega$ = Radian freq =	376,99	rad/s
System X/R ratio =	XoverR =	33,5	---	RP = Ie rms-to-peak ratio =	0,33507	---
Per unit offset in primary current =	Off =	1,00	-1<Off<1	A = Coefficient in instantaneous ie versus lambda curve: ie = A * I^S :	2,10E+10	---
Per unit remanence (based on Vs) =	irem	0,00	---	dt = Time step =	0,000083	seconds
Symmetrical primary fault current =	Ip =	2,657	amps rms	Lb = Burden inductance =	0,00000	henries

Thick line: Ideal (blue) and actual (black) secondary current in amps vs time in seconds.  
Thin lines Ideal (blue) and actual (black) secondary current extracted fundamental rms value, using a simple DFT with a one-cycle window.

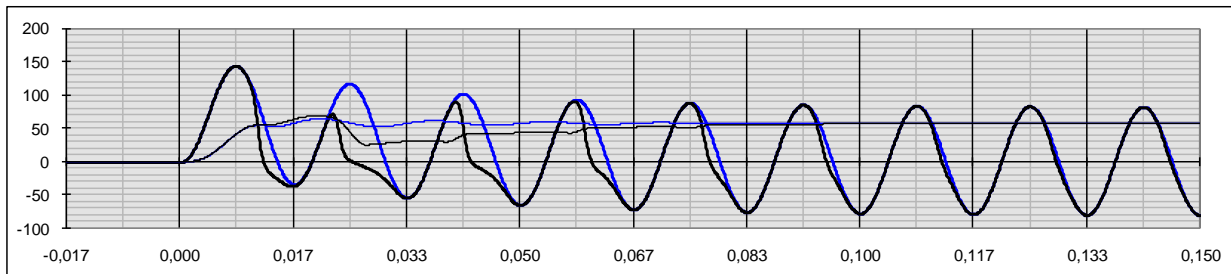


Tiempo de saturación de TC = 9 ms.

### TRANSFORMADOR DE CORRIENTE 9c – Falla Externa.

INPUT PARAMETERS:		ENTER:			CALCULATED:	
Inverse of sat. curve slope =	S =	25	---		Rt = Total burden resistance = Rw + Rb =	0,466
RMS voltage at 10A exc. current =	Vs =	118	volts rms	pf = Total burden power factor =	1,000	---
Turns ratio = n2/1 =	N =	40	---	Zb = Total burden impedance =	0,466	ohms
Winding resistance =	Rw =	0,200	ohms	Tau1 = System time constant =	0,030	seconds
Burden resistance =	Rb =	0,266	ohms	Lamsat = Peak flux-linkages corresponding to Vs	0,443	Wb-turns
Burden reactance =	Xb =	0,000	ohms	$\omega$ = Radian freq =	376,99	rad/s
System X/R ratio =	XoverR =	11,4	---	RP = Ie rms-to-peak ratio =	0,33507	---
Per unit offset in primary current =	Off =	1,00	-1<Off<1	A = Coefficient in instantaneous ie versus lambda curve: ie = A * I^S :	2,10E+10	---
Per unit remanence (based on Vs) =	irem	0,00	---	dt = Time step =	0,000083	seconds
Symmetrical primary fault current =	Ip =	2,314	amps rms	Lb = Burden inductance =	0,00000	henries

Thick line: Ideal (blue) and actual (black) secondary current in amps vs time in seconds.  
Thin lines Ideal (blue) and actual (black) secondary current extracted fundamental rms value, using a simple DFT with a one-cycle window.



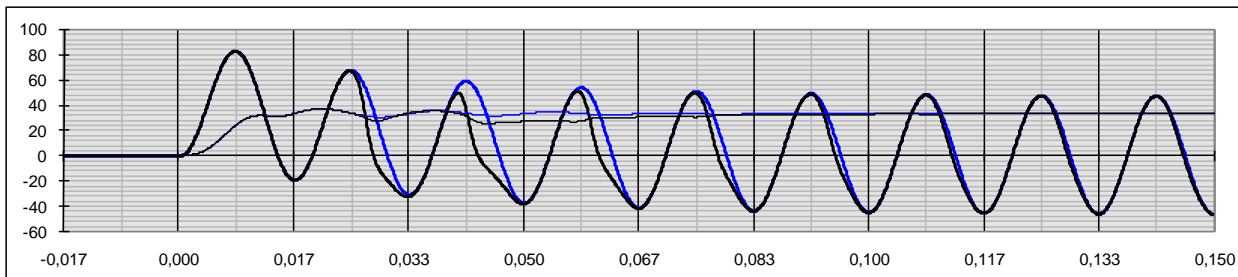
Tiempo de saturación de TC = 11.5 ms.

TRANSFORMADOR DE CORRIENTE 4c – Falla Interna.

INPUT PARAMETERS:		ENTER:	
Inverse of sat. curve slope =	S =	25	—
RMS voltage at 10A exc. current =	Vs =	447	volts rms
Turns ratio = n2/1 =	N =	1200	—
Winding resistance =	Rw =	1.390	ohms
Burden resistance =	Rb =	0.418	ohms
Burden reactance =	Xb =	0.000	ohms
System X/R ratio =	XoverR =	11.7	—
Per unit offset in primary current =	Off =	1.00	-1<Off<1
Per unit remanence (based on Vs) =	λrem	0.00	—
Symmetrical primary fault current =	Ip =	39.911	amps rms

CALCULATED:	
Rt = Total burden resistance = Rw + Rb =	1.808 ohms
pf = Total burden power factor =	1.000 —
Zb = Total burden impedance =	1.808 ohms
Tau1 = System time constant =	0.031 seconds
Lamsat = Peak flux-linkages corresponding to Vs	1.677 Wb-turns
ω = Radian freq =	376.99 rad/s
RP = Ie rms-to-peak ratio =	0.33507
A = Coefficient in instantaneous ie versus lambda curve: ie = A * I^S :	7.29E-05 —
dt = Time step =	0.000083 seconds
Lb = Burden inductance =	0.00000 henries

Thick line: Ideal (blue) and actual (black) secondary current in amps vs time in seconds.  
 Thin lines: Ideal (blue) and actual (black) secondary current extracted fundamental rms value, using a simple DFT with a one-cycle window.



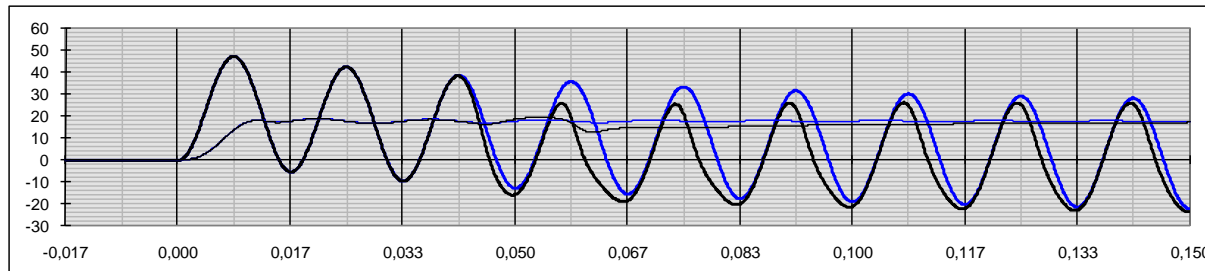
Tiempo de saturación de TC = 25 ms.



TRANSFORMADOR DE CORRIENTE 4c – Falla Externa.

INPUT PARAMETERS:		ENTER:			CALCULATED:	
Inverse of sat. curve slope =	S =	25	—		Rt = Total burden resistance = $R_w + R_b =$	1,808
RMS voltage at 10A exc. current =	Vs =	447	volts rms	pf = Total burden power factor =	1,000	—
Turns ratio = $n_2/n_1 =$	N =	1200	—	Zb = Total burden impedance =	1,808	ohms
Winding resistance =	Rw =	1,390	ohms	Tau1 = System time constant =	0,069	seconds
Burden resistance =	Rb =	0,418	ohms	Lamsat = Peak flux-linkages corresponding to Vs	1,677	Wb-turns
Burden reactance =	Xb =	0,000	ohms	$\omega =$ Radian freq =	376,99	rad/s
System X/R ratio =	XoverR =	26,0	—	RP = Ie rms-to-peak ratio =	0,33507	—
Per unit offset in primary current =	Off =	1,00	-1<Off<1	A = Coefficient in instantaneous ie versus lambda curve: $ie = A * I^2 S :$	7,29E-05	—
Per unit remanence (based on Vs) =	lrem =	0,00	—	dt = Time step =	0,000083	seconds
Symmetrical primary fault current =	Ip =	21.135	amps rms	Lb = Burden inductance =	0,00000	henries

Thick line **Ideal (blue)** and actual (black) secondary current in amps vs time in seconds.  
Thin lines **Ideal (blue)** and actual (black) secondary current extracted fundamental rms value, using a simple DFT with a one-cycle window.

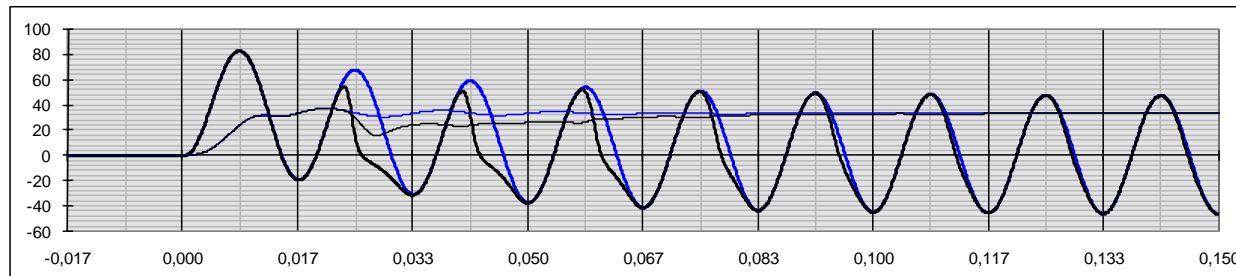


Tiempo de saturación de TC = 43 ms.

TRANSFORMADOR DE CORRIENTE 6c – Falla Interna.

INPUT PARAMETERS:		ENTER:			CALCULATED:	
Inverse of sat. curve slope =	S =	25	—		Rt = Total burden resistance = $R_w + R_b =$	2,268
RMS voltage at 10A exc. current =	Vs =	447	volts rms	pf = Total burden power factor =	1,000	—
Turns ratio = $n_2/n_1 =$	N =	1200	—	Zb = Total burden impedance =	2,268	ohms
Winding resistance =	Rw =	1,390	ohms	Tau1 = System time constant =	0,031	seconds
Burden resistance =	Rb =	0,878	ohms	Lamsat = Peak flux-linkages corresponding to Vs	1,677	Wb-turns
Burden reactance =	Xb =	0,000	ohms	$\omega =$ Radian freq =	376,99	rad/s
System X/R ratio =	XoverR =	11,7	—	RP = Ie rms-to-peak ratio =	0,33507	—
Per unit offset in primary current =	Off =	1,00	-1<Off<1	A = Coefficient in instantaneous ie versus lambda curve: $ie = A * I^2 S :$	7,29E-05	—
Per unit remanence (based on Vs) =	lrem =	0,00	—	dt = Time step =	0,000083	seconds
Symmetrical primary fault current =	Ip =	39.911	amps rms	Lb = Burden inductance =	0,00000	henries

Thick line **Ideal (blue)** and actual (black) secondary current in amps vs time in seconds.  
Thin lines **Ideal (blue)** and actual (black) secondary current extracted fundamental rms value, using a simple DFT with a one-cycle window.



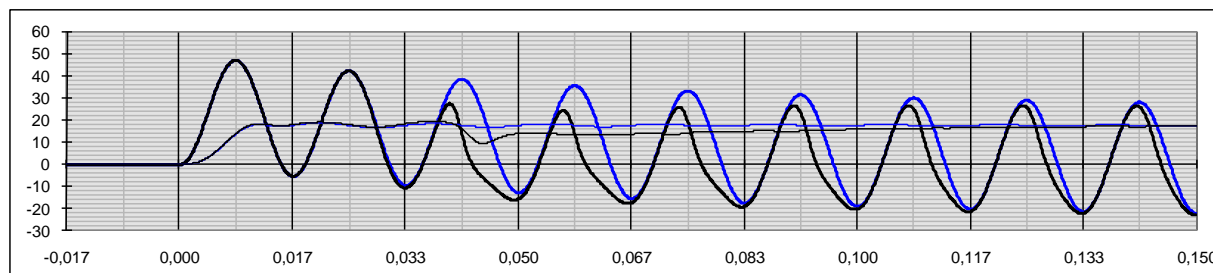
Tiempo de saturación de TC = 23.5 ms.

### TRANSFORMADOR DE CORRIENTE 6c – Falla Externa.

INPUT PARAMETERS:		ENTER:	CALCULATED:	
Inverse of sat. curve slope =	S =	25	Rt = Total burden resistance = $R_w + R_b =$	2,268 ohms
RMS voltage at 10A exc. current =	Vs =	447 volts rms	pf = Total burden power factor =	1,000 —
Turns ratio = $n2/f1 =$	N =	1200	Zb = Total burden impedance =	2,268 ohms
Winding resistance =	Rw =	1,390 ohms	Tau1 = System time constant =	0,069 seconds
Burden resistance =	Rb =	0,878 ohms	Lamsat = Peak flux-linkages corresponding to Vs	1,677 Wb-turns
Burden reactance =	Xb =	0,000 ohms	$\omega =$ Radian freq =	376,99 rad/s
System X/R ratio =	XoverR =	26,0	RP = Ie rms-to-peak ratio =	0,33507
Per unit offset in primary current =	Off =	1,00 -1 < Off < 1	A = Coefficient in instantaneous ie versus lambda curve: $i_e = A * I^S :$	7,29E-05 —
Per unit remanence (based on Vs) =	$\lambda_{rem}$	0,00	dt = Time step =	0,000083 seconds
Symmetrical primary fault current =	Ip =	21,135 amps rms	Lb = Burden inductance =	0,00000 henries

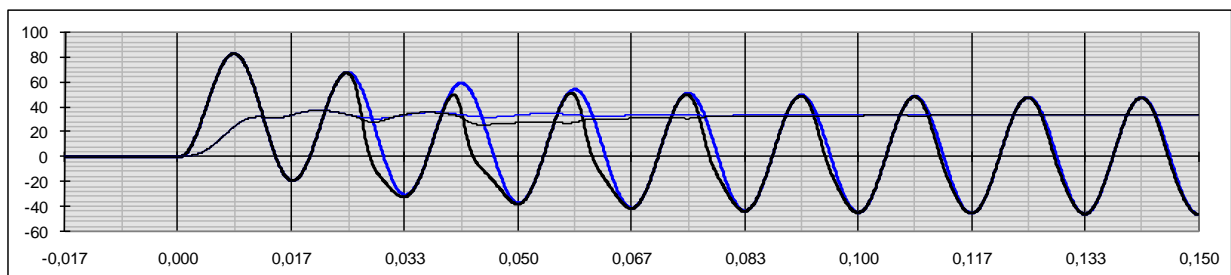
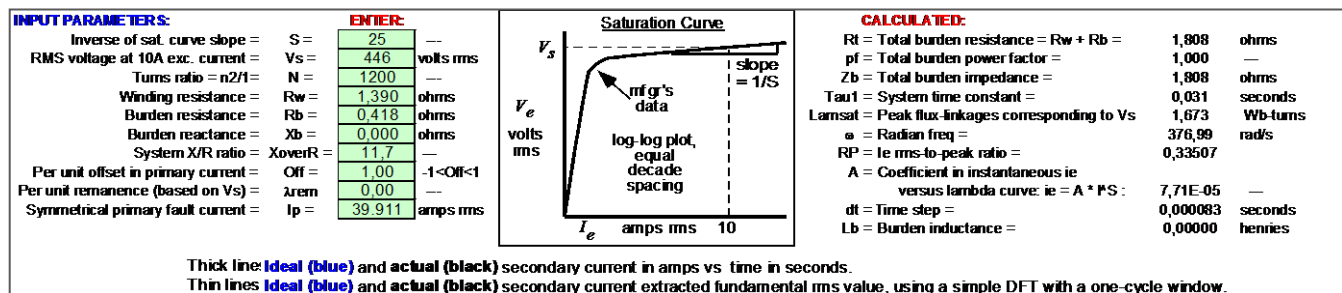
**Saturation Curve**

**Thick line Ideal (blue) and actual (black) secondary current in amps vs time in seconds.**  
**Thin lines Ideal (blue) and actual (black) secondary current extracted fundamental rms value, using a simple DFT with a one-cycle window.**



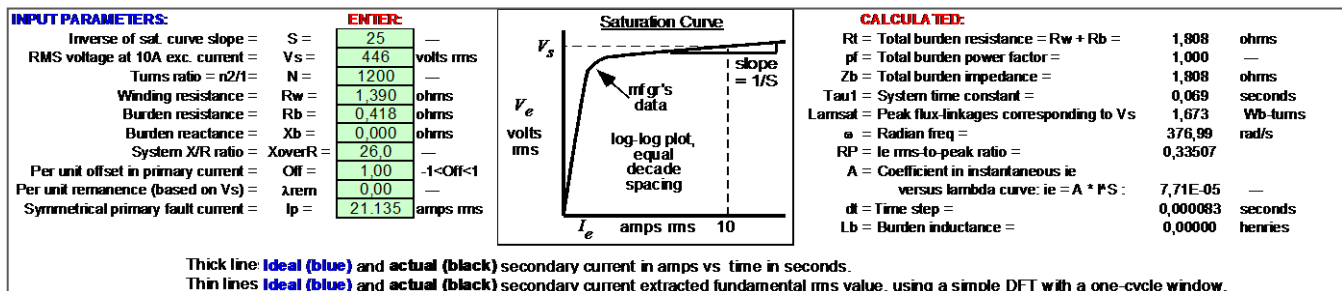
Tiempo de saturación de TC = 37.5 ms.

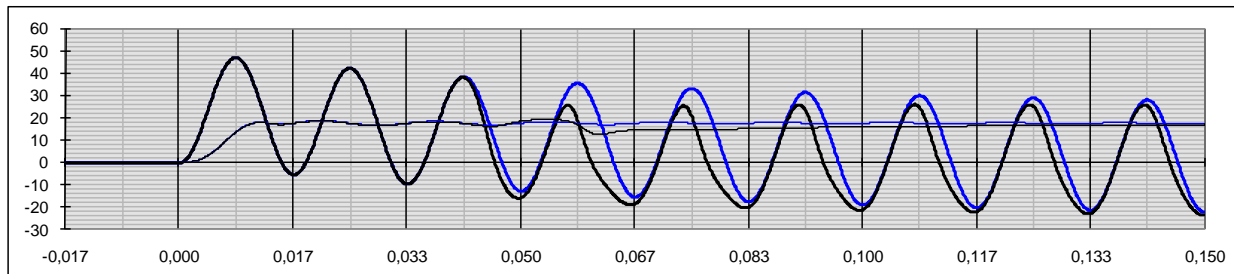
### TRANSFORMADOR DE CORRIENTE 3c – Falla Interna.



Tiempo de saturación de TC = 25 ms.

### TRANSFORMADOR DE CORRIENTE 3c – Falla Externa.





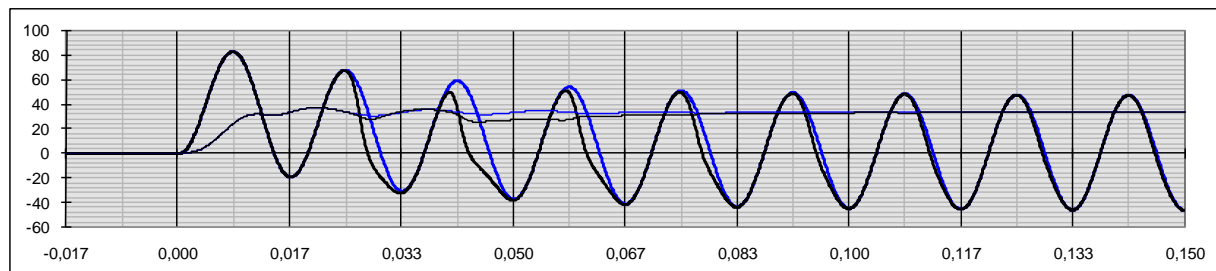
Tiempo de saturación de TC = 42 ms.

TRANSFORMADOR DE CORRIENTE 1c – Falla Interna.

INPUT PARAMETERS:		ENTER:	
Inverse of sat. curve slope =	S =	25	—
RMS voltage at 10A exc. current =	Vs =	449	volts rms
Turns ratio = n2/1 =	N =	1200	—
Winding resistance =	Rw =	1,390	ohms
Burden resistance =	Rb =	0,418	ohms
Burden reactance =	Xb =	0,000	ohms
System X/R ratio =	XoverR =	11,7	—
Per unit offset in primary current =	Off =	1,00	-1<Off<1
Per unit remanence (based on Vs) =	AreM	0,00	—
Symmetrical primary fault current =	Ip =	39,911	amps rms

CALCULATED:	
Rt = Total burden resistance = Rw + Rb =	1,808 ohms
pf = Total burden power factor =	1,000 —
Zb = Total burden impedance =	1,808 ohms
Tau1 = System time constant =	0,031 seconds
Lamsat = Peak flux-linkages corresponding to Vs	1,684 Wb-tuns
ω = Radian freq =	376,99 rad/s
RP = Ie rms-to-peak ratio =	0,33507
A = Coefficient in instantaneous ie versus lambda curve: ie = A * P * S:	6,52E-05 —
dt = Time step =	0,000083 seconds
Lb = Burden inductance =	0,00000 henries

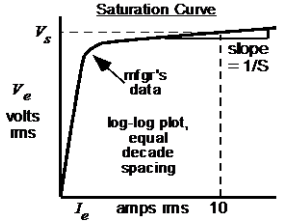
Thick line: Ideal (blue) and actual (black) secondary current in amps vs time in seconds.  
Thin lines: Ideal (blue) and actual (black) secondary current extracted fundamental rms value, using a simple DFT with a one-cycle window.



Tiempo de saturación de TC = 25.5 ms.

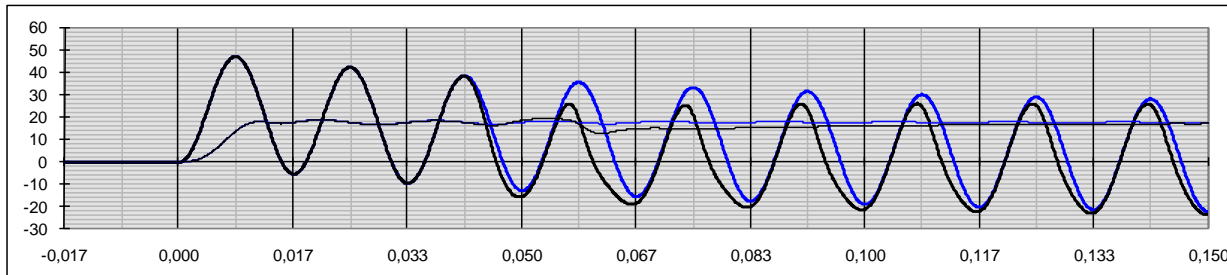
TRANSFORMADOR DE CORRIENTE 1c – Falla Externa.

INPUT PARAMETERS:		ENTER:	
Inverse of sat. curve slope =	S =	25	—
RMS voltage at 10A exc. current =	Vs =	449	volts rms
Turns ratio = n2/1 =	N =	1200	—
Winding resistance =	Rw =	1,390	ohms
Burden resistance =	Rb =	0,418	ohms
Burden reactance =	Xb =	0,000	ohms
System X/R ratio =	XoverR =	26,0	—
Per unit offset in primary current =	Off =	1,00	-1<Off<1
Per unit remanence (based on Vs) =	λrem =	0,00	—
Symmetrical primary fault current =	Ip =	21,135	amps rms



CALCULATED:		
Rt = Total burden resistance = Rw + Rb =	1,808	ohms
pf = Total burden power factor =	1,000	—
Zb = Total burden impedance =	1,808	ohms
Tau1 = System time constant =	0,069	seconds
Lamsat = Peak flux-linkages corresponding to Vs	1,684	Wb-turns
ω = Radian freq =	376,99	rad/s
RP = Ie rms-to-peak ratio =	0,33507	—
A = Coefficient in instantaneous ie versus lambda curve: ie = A * P S :	6,52E-05	—
dt = Time step =	0,000083	seconds
Lb = Burden inductance =	0,00000	henries

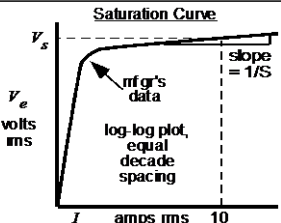
Thick line: **Ideal (blue)** and **actual (black)** secondary current in amps vs time in seconds.  
Thin lines **Ideal (blue)** and **actual (black)** secondary current extracted fundamental rms value, using a simple DFT with a one-cycle window.



Tiempo de saturación de TC = 43 ms.

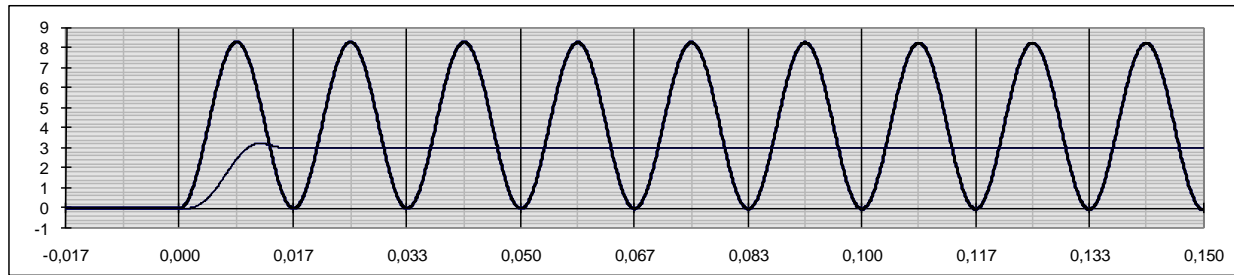
TRANSFORMADOR DE CORRIENTE 12c – Falla Interna.

INPUT PARAMETERS:		ENTER:	
Inverse of sat. curve slope =	S =	25	—
RMS voltage at 10A exc. current =	Vs =	163	volts rms
Turns ratio = n2/1 =	N =	120	—
Winding resistance =	Rw =	0,340	ohms
Burden resistance =	Rb =	0,168	ohms
Burden reactance =	Xb =	0,000	ohms
System X/R ratio =	XoverR =	4030,2	—
Per unit offset in primary current =	Off =	1,00	-1<Off<1
Per unit remanence (based on Vs) =	λrem =	0,00	—
Symmetrical primary fault current =	Ip =	353	amps rms



CALCULATED:		
Rt = Total burden resistance = Rw + Rb =	0,508	ohms
pf = Total burden power factor =	1,000	—
Zb = Total burden impedance =	0,508	ohms
Tau1 = System time constant =	10,690	seconds
Lamsat = Peak flux-linkages corresponding to Vs	0,611	Wb-turns
ω = Radian freq =	376,99	rad/s
RP = Ie rms-to-peak ratio =	0,33507	—
A = Coefficient in instantaneous ie versus lambda curve: ie = A * P S :	6,54E+06	—
dt = Time step =	0,000083	seconds
Lb = Burden inductance =	0,00000	henries

Thick line: **Ideal (blue)** and **actual (black)** secondary current in amps vs time in seconds.  
Thin lines **Ideal (blue)** and **actual (black)** secondary current extracted fundamental rms value, using a simple DFT with a one-cycle window.

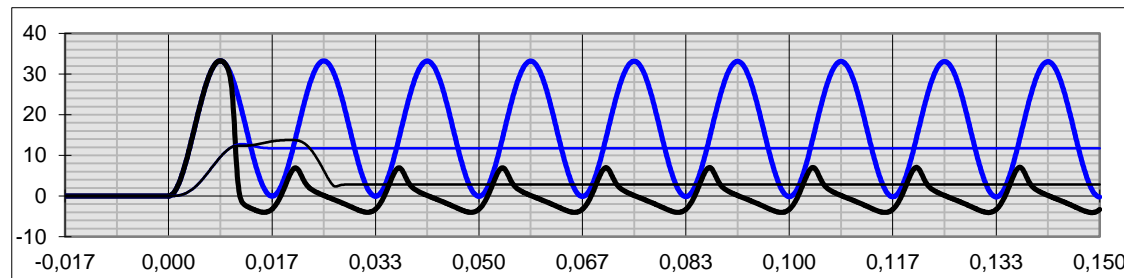


Tiempo de saturación de TC = **No se satura.**

### TRANSFORMADOR DE CORRIENTE 13c – Falla Interna.

<b>INPUT PARAMETERS:</b>		<b>ENTER:</b>		<p>Saturation Curve</p> <p><math>V_s</math> volts rms</p> <p><math>I_e</math> amps rms 10</p> <p>log-log plot, equal decade spacing</p> <p>mfgr's data</p> <p>slope = 1/S</p>	<b>CALCULATED:</b>	
Inverse of sat. curve slope =	S =	25	---		Rt = Total burden resistance = $R_w + R_b =$	0,318 ohms
RMS voltage at 10A exc. current =	$V_s =$	18,2	volts rms		pf = Total burden power factor =	1,000 ---
Turns ratio = $n_2/n_1 =$	N =	30	---		Zb = Total burden impedance =	0,318 ohms
Winding resistance =	$R_w =$	0,150	ohms		Tau1 = System time constant =	10,690 seconds
Burden resistance =	$R_b =$	0,168	ohms		Lamsat = Peak flux-linkages corresponding to $V_s$	0,068 Wb-turns
Burden reactance =	$X_b =$	0,000	ohms		$\omega =$ Radian freq =	376,99 rad/s
System X/R ratio =	XoverR =	4030,2	---		RP = $i_e$ rms-to-peak ratio =	0,33507
Per unit offset in primary current =	Off =	1,00	-1<Off<1		A = Coefficient in instantaneous $i_e$ versus lambda curve: $i_e = A * P^S$	4,15E+30 ---
Per unit remanence (based on $V_s$ ) =	$\lambda_{rem}$	0,00	---		dt = Time step =	0,000083 seconds
Symmetrical primary fault current =	$I_p =$	353	amps rms	Lb = Burden inductance =	0,00000 henries	

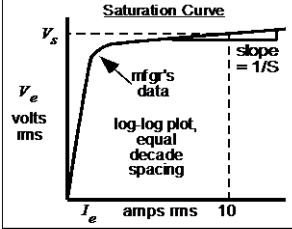
Thick line: **ideal (blue)** and **actual (black)** secondary current in amps vs time in seconds.  
Thin lines **ideal (blue)** and **actual (black)** secondary current extracted fundamental rms value, using a simple DFT with a one-cycle window.



Tiempo de saturación de TC = **12 ms.**

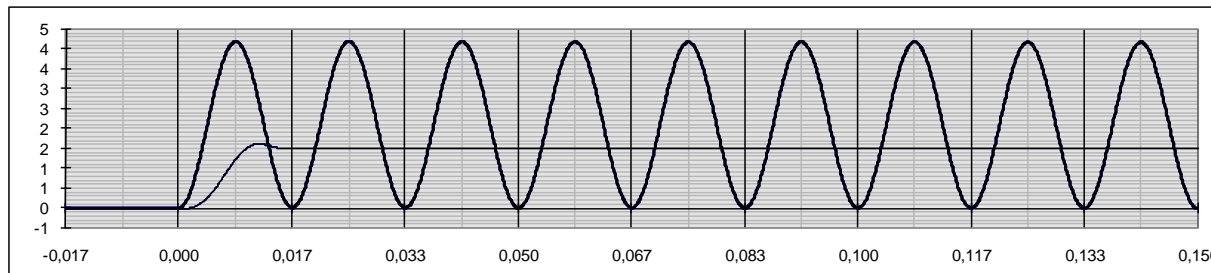
### TRANSFORMADOR DE CORRIENTE 11c – Falla Interna.

INPUT PARAMETERS:		ENTER:	
Inverse of sat. curve slope =	S =	25	—
RMS voltage at 10A exc. current =	Vs =	142	volts rms
Turns ratio = n2/1 =	N =	100	—
Winding resistance =	Rw =	0.070	ohms
Burden resistance =	Rb =	0.168	ohms
Burden reactance =	Xb =	0.000	ohms
System X/R ratio =	XoverR =	9615.8	—
Per unit offset in primary current =	Off =	1.00	-1<Off<1
Per unit remanence (based on Vs) =	λrem	0.00	—
Symmetrical primary fault current =	Ip =	148	amps rms



CALCULATED:		
Rt = Total burden resistance = Rw + Rb =	0,238	ohms
pf = Total burden power factor =	1,000	—
Zb = Total burden impedance =	0,238	ohms
Tau1 = System time constant =	25,507	seconds
Lamsat = Peak flux-linkages corresponding to Vs	0,533	Wb-turns
ω = Radian freq =	376,99	rad/s
RP = Ie rms-to-peak ratio =	0,33507	—
A = Coefficient in instantaneous ie versus lambda curve: ie = A * I^S :	2,06E+08	—
dt = Time step =	0,000083	seconds
Lb = Burden inductance =	0,00000	henries

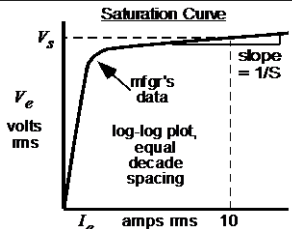
Thick line: **Ideal (blue)** and **actual (black)** secondary current in amps vs time in seconds.  
Thin lines **Ideal (blue)** and **actual (black)** secondary current extracted fundamental rms value, using a simple DFT with a one-cycle window.



Tiempo de saturación de TC = **No se satura.**

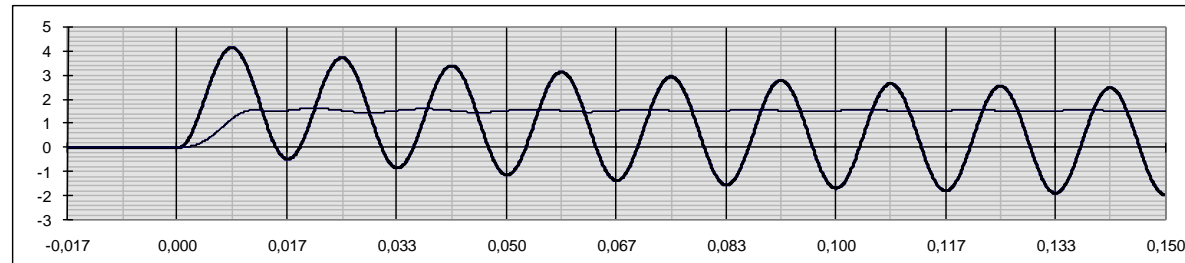
### TRANSFORMADOR DE CORRIENTE 11c – Falla Externa.

INPUT PARAMETERS:		ENTER:	
Inverse of sat. curve slope =	S =	25	—
RMS voltage at 10A exc. current =	Vs =	142	volts rms
Turns ratio = n2/1 =	N =	100	—
Winding resistance =	Rw =	0.070	ohms
Burden resistance =	Rb =	0.168	ohms
Burden reactance =	Xb =	0.000	ohms
System X/R ratio =	XoverR =	26.0	—
Per unit offset in primary current =	Off =	1.00	-1<Off<1
Per unit remanence (based on Vs) =	λrem	0.00	—
Symmetrical primary fault current =	Ip =	155	amps rms



CALCULATED:		
Rt = Total burden resistance = Rw + Rb =	0,238	ohms
pf = Total burden power factor =	1,000	—
Zb = Total burden impedance =	0,238	ohms
Tau1 = System time constant =	0,069	seconds
Lamsat = Peak flux-linkages corresponding to Vs	0,533	Wb-turns
ω = Radian freq =	376,99	rad/s
RP = Ie rms-to-peak ratio =	0,33507	—
A = Coefficient in instantaneous ie versus lambda curve: ie = A * I^S :	2,06E+08	—
dt = Time step =	0,000083	seconds
Lb = Burden inductance =	0,00000	henries

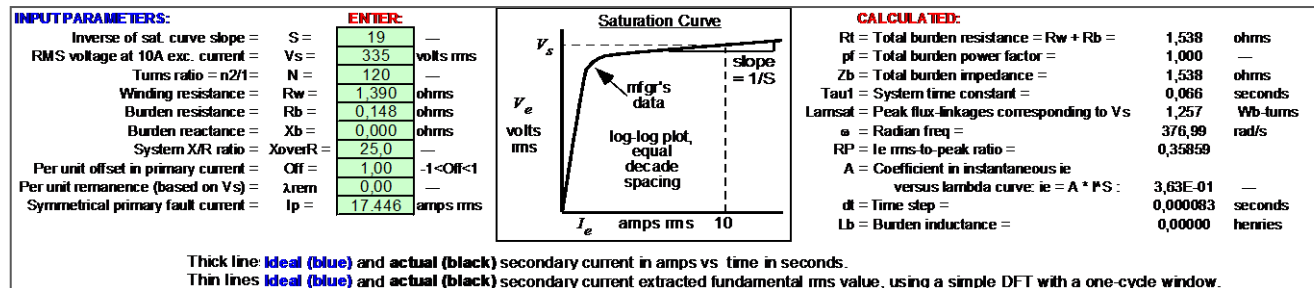
Thick line: **Ideal (blue)** and **actual (black)** secondary current in amps vs time in seconds.  
Thin lines **Ideal (blue)** and **actual (black)** secondary current extracted fundamental rms value, using a simple DFT with a one-cycle window.



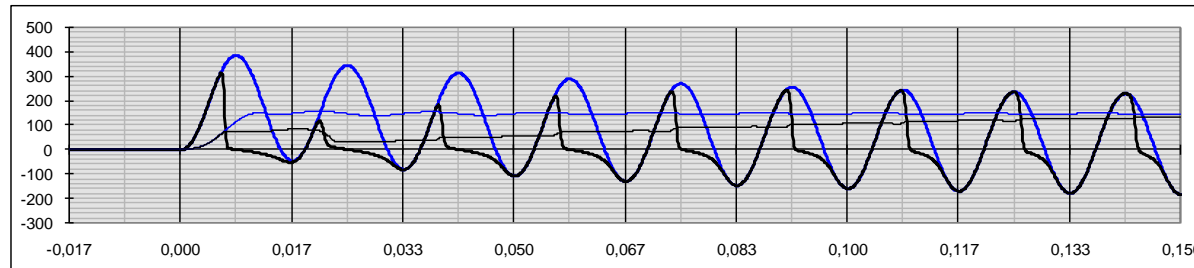
Tiempo de saturación de TC = No se satura.

## C.2 RESULTADOS DE LOS ANÁLISIS DE SATURACIÓN DE LOS TC'S DE LA FASE C.

TRANSFORMADOR DE CORRIENTE CT-8. – Falla Interna.







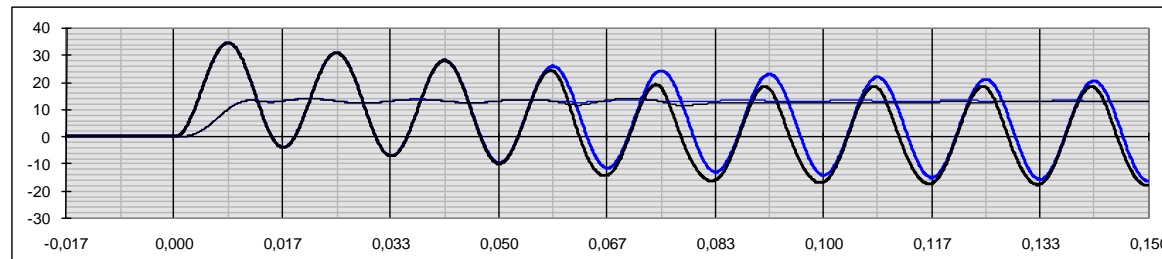
Tiempo de saturación de TC = 6.5 ms.

TRANSFORMADOR DE CORRIENTE CT-8. – Falla Externa.

INPUT PARAMETERS:		ENTER:	
Inverse of sat. curve slope =	S =	19	—
RMS voltage at 10A exc. current =	Vs =	335	volts rms
Turns ratio = n2/n1 =	N =	120	—
Winding resistance =	Rw =	1,390	ohms
Burden resistance =	Rb =	0,148	ohms
Burden reactance =	Xb =	0,000	ohms
System X/R ratio =	XoverR =	25,0	—
Per unit offset in primary current =	Off =	1,00	-1<Off<1
Per unit remanence (based on Vs) =	λrem =	0,00	—
Symmetrical primary fault current =	Ip =	1,562	amps rms

CALCULATED:	
Rt = Total burden resistance = Rw + Rb =	1,538 ohms
pf = Total burden power factor =	1,000
Zb = Total burden impedance =	1,538 ohms
Tau1 = System time constant =	0,066 seconds
Lamsat = Peak flux-linkages corresponding to Vs	1,257 Wb-turns
ω = Radian freq =	376,99 rad/s
RP = Ie rms-to-peak ratio =	0,35859
A = Coefficient in instantaneous ie versus lambda curve: ie = A * I^S :	3,63E-01
dt = Time step =	0,000083 seconds
Lb = Burden inductance =	0,00000 henries

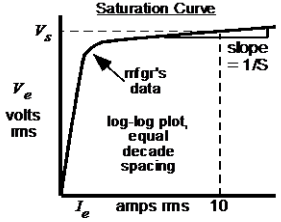
Thick line: **Ideal (blue)** and **actual (black)** secondary current in amps vs time in seconds.  
Thin lines **Ideal (blue)** and **actual (black)** secondary current extracted fundamental rms value, using a simple DFT with a one-cycle window.



Tiempo de saturación de TC = 58 ms.

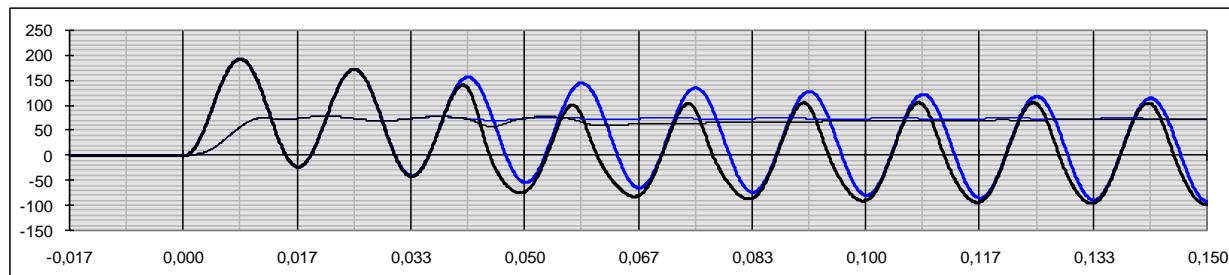
### TRANSFORMADOR DE CORRIENTE CT-7. – Falla Interna.

INPUT PARAMETERS:		ENTER:	
Inverse of sat. curve slope =	S =	19	—
RMS voltage at 10A exc. current =	Vs =	475	volts rms
Turns ratio = n2/1 =	N =	240	—
Winding resistance =	Rw =	0,323	ohms
Burden resistance =	Rb =	0,240	ohms
Burden reactance =	Xb =	0,000	ohms
System X/R ratio =	XoverR =	25,0	—
Per unit offset in primary current =	Off =	1,00	-1<Off<1
Per unit remanence (based on Vs) =	λrem =	0,00	—
Symmetrical primary fault current =	Ip =	17,448	amps rms



CALCULATED:	
Rt = Total burden resistance = Rw + Rb =	0,563 ohms
pf = Total burden power factor =	1,000 —
Zb = Total burden impedance =	0,563 ohms
Tau1 = System time constant =	0,066 seconds
Lamsat = Peak flux-linkages corresponding to Vs	1,782 Wb-turns
ω = Radian freq =	376,99 rad/s
RP = Ie rms-to-peak ratio =	0,35859
A = Coefficient in instantaneous ie versus lambda curve: ie = A * I <sup>S</sup> :	4,77E-04 —
dt = Time step =	0,000083 seconds
Lb = Burden inductance =	0,00000 henries

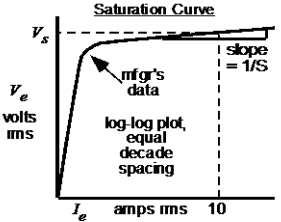
Thick line: **Ideal (blue)** and **actual (black)** secondary current in amps vs time in seconds.  
Thin lines: **Ideal (blue)** and **actual (black)** secondary current extracted fundamental rms value, using a simple DFT with a one-cycle window.



Tiempo de saturación de TC = 40 ms.

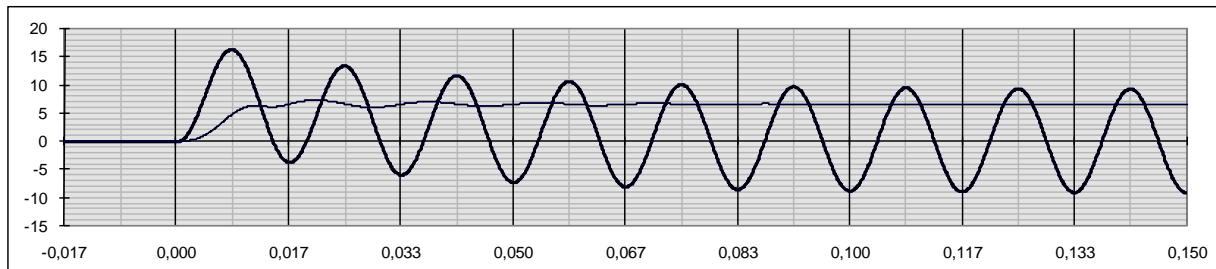
### TRANSFORMADOR DE CORRIENTE CT-7. – Falla Externa.

INPUT PARAMETERS:		ENTER:	
Inverse of sat. curve slope =	S =	19	—
RMS voltage at 10A exc. current =	Vs =	475	volts rms
Turns ratio = n2/1 =	N =	240	—
Winding resistance =	Rw =	0,323	ohms
Burden resistance =	Rb =	0,240	ohms
Burden reactance =	Xb =	0,000	ohms
System X/R ratio =	XoverR =	12,0	—
Per unit offset in primary current =	Off =	1,00	-1<Off<1
Per unit remanence (based on Vs) =	λrem =	0,00	—
Symmetrical primary fault current =	Ip =	1,562	amps rms



CALCULATED:	
Rt = Total burden resistance = Rw + Rb =	0,563 ohms
pf = Total burden power factor =	1,000 —
Zb = Total burden impedance =	0,563 ohms
Tau1 = System time constant =	0,032 seconds
Lamsat = Peak flux-linkages corresponding to Vs	1,782 Wb-turns
ω = Radian freq =	376,99 rad/s
RP = Ie rms-to-peak ratio =	0,35859
A = Coefficient in instantaneous ie versus lambda curve: ie = A * I <sup>S</sup> :	4,77E-04 —
dt = Time step =	0,000083 seconds
Lb = Burden inductance =	0,00000 henries

Thick line: **Ideal (blue)** and **actual (black)** secondary current in amps vs time in seconds.  
Thin lines: **Ideal (blue)** and **actual (black)** secondary current extracted fundamental rms value, using a simple DFT with a one-cycle window.

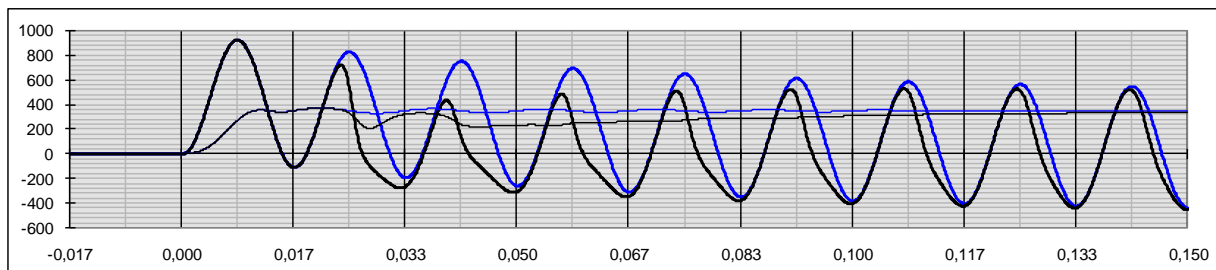


Tiempo de saturación de TC = **No se satura.**

### TRANSFORMADOR DE CORRIENTE CT-N. – Falla Interna.

INPUT PARAMETERS:		ENTER:			CALCULATED:	
Inverse of sat. curve slope =	S =	19	—		Rt = Total burden resistance = Rw + Rb =	0,087
RMS voltage at 10A exc. current =	Vs =	240	volts rms	pf = Total burden power factor =	1,000	—
Turns ratio = n2/1 =	N =	50	—	Zb = Total burden impedance =	0,087	ohms
Winding resistance =	Rw =	0,003	ohms	Tau1 = System time constant =	0,066	seconds
Burden resistance =	Rb =	0,084	ohms	Lamsat = Peak flux-linkages corresponding to Vs	0,900	Wb-turns
Burden reactance =	Xb =	0,000	ohms	ω = Radian freq =	376,99	rad/s
System X/R ratio =	XoverR =	25,0	—	RP = Ie rms-to-peak ratio =	0,35859	—
Per unit offset in primary current =	Off =	1,00	-1<Off<1	A = Coefficient in instantaneous ie versus lambda curve: ie = A * I^S :	2,05E+02	—
Per unit remanence (based on Vs) =	λrem =	0,00	—	dt = Time step =	0,000083	seconds
Symmetrical primary fault current =	Ip =	17,448	amps rms	Lb = Burden inductance =	0,00000	henries

**Thick line: Ideal (blue) and actual (black) secondary current in amps vs time in seconds.**  
**Thin lines: Ideal (blue) and actual (black) secondary current extracted fundamental rms value, using a simple DFT with a one-cycle window.**

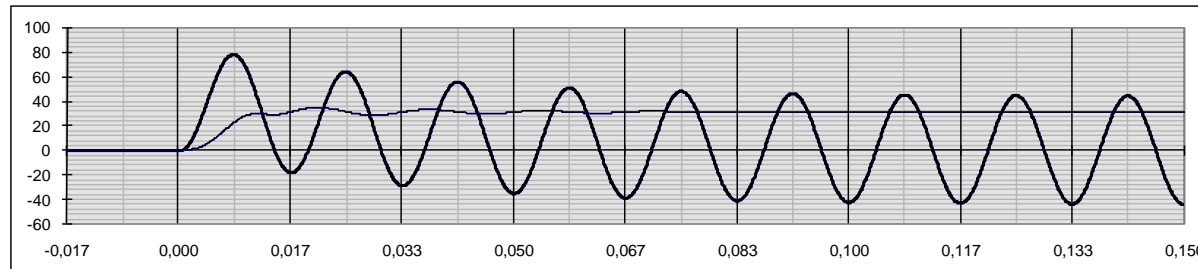


Tiempo de saturación de TC = **24 ms.**

TRANSFORMADOR DE CORRIENTE CT-N. – Falla Externa.

INPUT PARAMETERS:		ENTER:			CALCULATED:	
Inverse of sat. curve slope =	S =	19	—		Rt = Total burden resistance = Rw + Rb =	0,102
RMS voltage at 10A exc. current =	Vs =	240	volts rms	pf = Total burden power factor =	1,000	—
Turns ratio = n2/1 =	N =	50	—	Zb = Total burden impedance =	0,102	ohms
Winding resistance =	Rw =	0,034	ohms	Tau1 = System time constant =	0,032	seconds
Burden resistance =	Rb =	0,068	ohms	Lamsat = Peak flux-linkages corresponding to Vs	0,900	Wb-turns
Burden reactance =	Xb =	0,000	ohms	$\omega$ = Radian freq =	376,99	rad/s
System X/R ratio =	XoverR =	12,0	—	RP = Ie rms-to-peak ratio =	0,35859	—
Per unit offset in primary current =	Off =	1,00	-1<Off<1	A = Coefficient in instantaneous ie versus lambda curve: ie = A * I^S :	2,05E+02	—
Per unit remanence (based on Vs) =	λrem	0,00	—	dt = Time step =	0,000083	seconds
Symmetrical primary fault current =	Ip =	1,562	amps rms	Lb = Burden inductance =	0,00000	henries

Thick line: Ideal (blue) and actual (black) secondary current in amps vs time in seconds.  
Thin lines: Ideal (blue) and actual (black) secondary current extracted fundamental rms value, using a simple DFT with a one-cycle window.

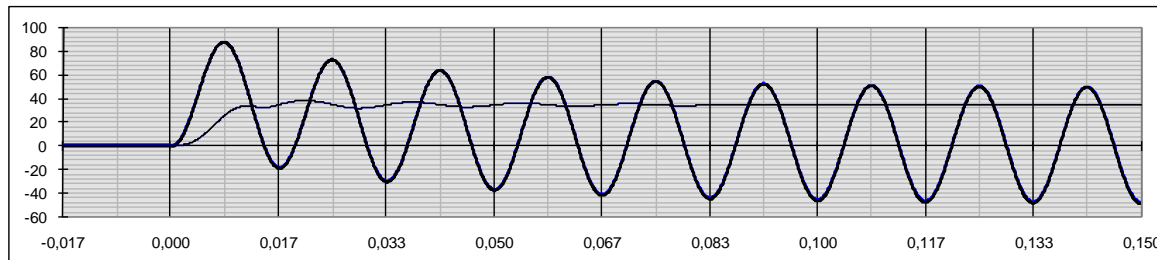


Tiempo de saturación de TC = No se satura.

TRANSFORMADOR DE CORRIENTE CT-3. – Falla Interna.

INPUT PARAMETERS:		ENTER:			CALCULATED:	
Inverse of sat. curve slope =	S =	19	—		Rt = Total burden resistance = Rw + Rb =	1,478
RMS voltage at 10A exc. current =	Vs =	860	volts rms	pf = Total burden power factor =	1,000	—
Turns ratio = n2/1 =	N =	1200	—	Zb = Total burden impedance =	1,478	ohms
Winding resistance =	Rw =	1,390	ohms	Tau1 = System time constant =	0,035	seconds
Burden resistance =	Rb =	0,088	ohms	Lamsat = Peak flux-linkages corresponding to Vs	3,226	Wb-turns
Burden reactance =	Xb =	0,000	ohms	$\omega$ = Radian freq =	376,99	rad/s
System X/R ratio =	XoverR =	13,1	—	RP = Ie rms-to-peak ratio =	0,35859	—
Per unit offset in primary current =	Off =	1,00	-1<Off<1	A = Coefficient in instantaneous ie versus lambda curve: ie = A * I^S :	6,03E-09	—
Per unit remanence (based on Vs) =	λrem	0,00	—	dt = Time step =	0,000083	seconds
Symmetrical primary fault current =	Ip =	41,361	amps rms	Lb = Burden inductance =	0,00000	henries

Thick line: Ideal (blue) and actual (black) secondary current in amps vs time in seconds.  
Thin lines: Ideal (blue) and actual (black) secondary current extracted fundamental rms value, using a simple DFT with a one-cycle window.



Tiempo de saturación de TC = No se satura.

TRANSFORMADOR DE CORRIENTE CT-3. – Falla Externa.

INPUT PARAMETERS:	ENTER:	UNIT:
Inverse of sat. curve slope =	S =	19
RMS voltage at 10A exc. current =	Vs =	860 volts rms
Turns ratio = n2/1 =	N =	1200
Winding resistance =	Rw =	1,390 ohms
Burden resistance =	Rb =	0,088 ohms
Burden reactance =	Xb =	0,000 ohms
System X/R ratio =	XoverR =	29,6
Per unit offset in primary current =	Off =	1,00 -1<Off<1
Per unit remanence (based on Vs) =	Arems	0,00
Symmetrical primary fault current =	Ip =	29,784 amps rms

**CALCULATED:**

Rt = Total burden resistance = Rw + Rb = 1,478 ohms

pf = Total burden power factor = 1,000

Zb = Total burden impedance = 1,478 ohms

Tau1 = System time constant = 0,079 seconds

Lamsat = Peak flux-linkages corresponding to Vs = 3,226 Wb-turns

omega = Radian freq = 376,99 rad/s

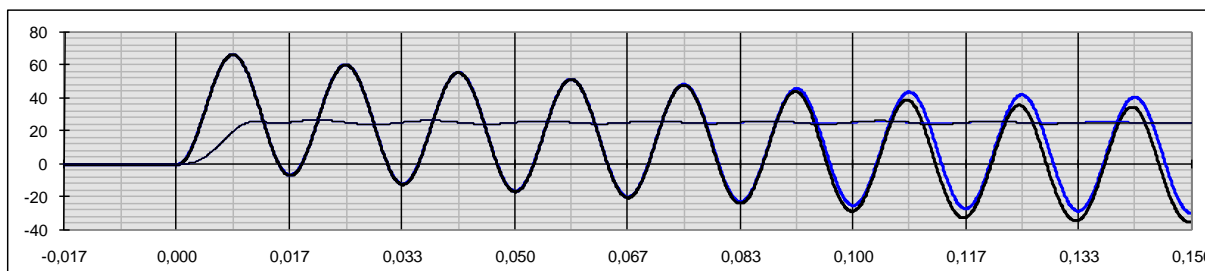
RP = Ie rms-to-peak ratio = 0,35859

A = Coefficient in instantaneous ie versus lambda curve: ie = A \* P^S : 6,03E-09

dt = Time step = 0,000083 seconds

Lb = Burden inductance = 0,00000 henries

Thick line: Ideal (blue) and actual (black) secondary current in amps vs time in seconds.  
Thin lines: Ideal (blue) and actual (black) secondary current extracted fundamental rms value, using a simple DFT with a one-cycle window.

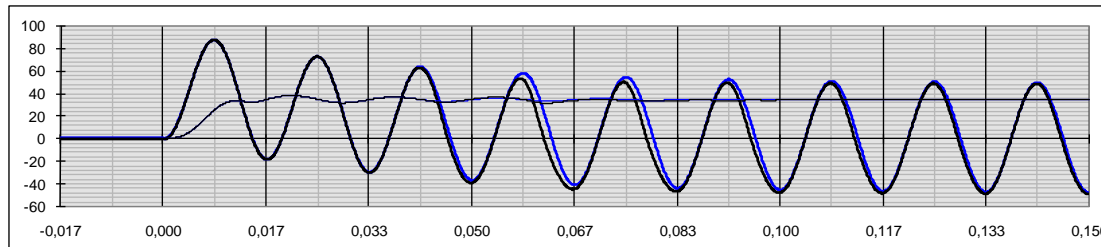


Tiempo de saturación de TC = 91 ms.

### TRANSFORMADOR DE CORRIENTE CT-1. – Falla Interna.

INPUT PARAMETERS:		ENTER:	Saturation Curve		CALCULATED:	
Inverse of sat. curve slope =	S =	19		Rt = Total burden resistance = Rw + Rb =	2,215	ohms
RMS voltage at 10A exc. current =	Vs =	850 volts rms		pf = Total burden power factor =	1,000	—
Turns ratio = n2/1 =	N =	1200		Zb = Total burden impedance =	2,215	ohms
Winding resistance =	Rw =	1,390 ohms		Tau1 = System time constant =	0,035	seconds
Burden resistance =	Rb =	0,825 ohms		Lamsat = Peak flux-linkages corresponding to Vs	3,189	Wb-turns
Burden reactance =	Xb =	0,000 ohms		$\omega$ = Radian freq =	376,99	rad/s
System X/R ratio =	XoverR =	13,1		RP = Ie rms-to-peak ratio =	0,35859	—
Per unit offset in primary current =	Off =	1,00 -1<Off<1		A = Coefficient in instantaneous ie versus lambda curve: ie = A * I^2 S :	7,53E-09	—
Per unit remanence (based on Vs) =	$\lambda$ rem =	0,00		dt = Time step =	0,000083	seconds
Symmetrical primary fault current =	Ip =	41,361 amps rms		Lb = Burden inductance =	0,00000	henries

Thick line: Ideal (blue) and actual (black) secondary current in amps vs time in seconds.  
Thin lines Ideal (blue) and actual (black) secondary current extracted fundamental rms value, using a simple DFT with a one-cycle window.

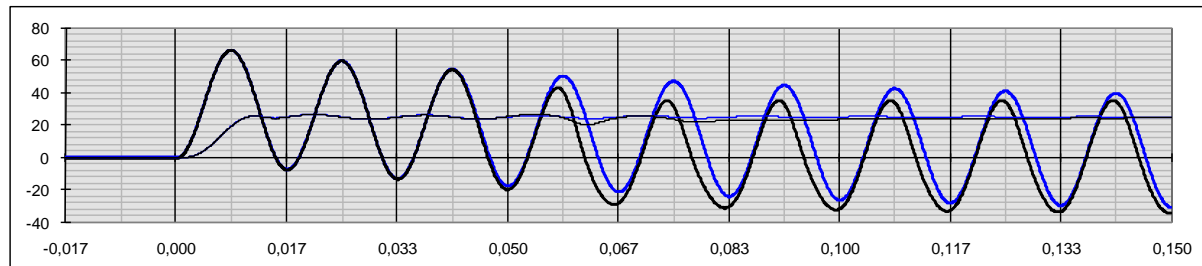


Tiempo de saturación de TC = 41 ms.

### TRANSFORMADOR DE CORRIENTE CT-1. – Falla Externa.

INPUT PARAMETERS:		ENTER:	Saturation Curve		CALCULATED:	
Inverse of sat. curve slope =	S =	19		Rt = Total burden resistance = Rw + Rb =	2,215	ohms
RMS voltage at 10A exc. current =	Vs =	850 volts rms		pf = Total burden power factor =	1,000	—
Turns ratio = n2/1 =	N =	1200		Zb = Total burden impedance =	2,215	ohms
Winding resistance =	Rw =	1,390 ohms		Tau1 = System time constant =	0,071	seconds
Burden resistance =	Rb =	0,825 ohms		Lamsat = Peak flux-linkages corresponding to Vs	3,189	Wb-turns
Burden reactance =	Xb =	0,000 ohms		$\omega$ = Radian freq =	376,99	rad/s
System X/R ratio =	XoverR =	26,9		RP = Ie rms-to-peak ratio =	0,35859	—
Per unit offset in primary current =	Off =	1,00 -1<Off<1		A = Coefficient in instantaneous ie versus lambda curve: ie = A * I^2 S :	7,53E-09	—
Per unit remanence (based on Vs) =	$\lambda$ rem =	0,00		dt = Time step =	0,000083	seconds
Symmetrical primary fault current =	Ip =	29,784 amps rms		Lb = Burden inductance =	0,00000	henries

Thick line: Ideal (blue) and actual (black) secondary current in amps vs time in seconds.  
Thin lines Ideal (blue) and actual (black) secondary current extracted fundamental rms value, using a simple DFT with a one-cycle window.

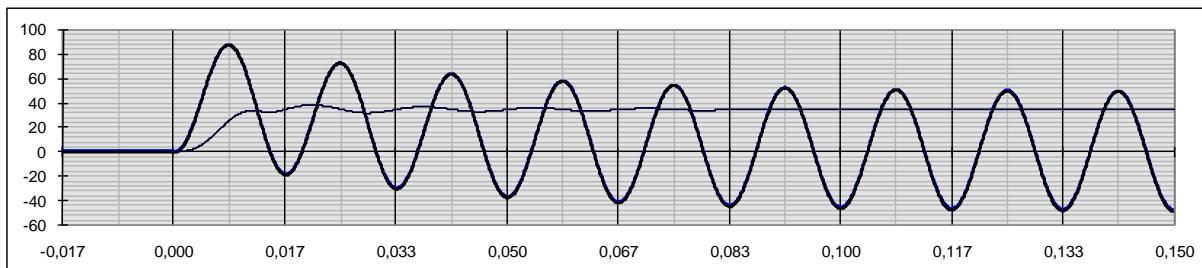


Tiempo de saturación de TC = 48 ms.

TRANSFORMADOR DE CORRIENTE CT-4. – Falla Interna.

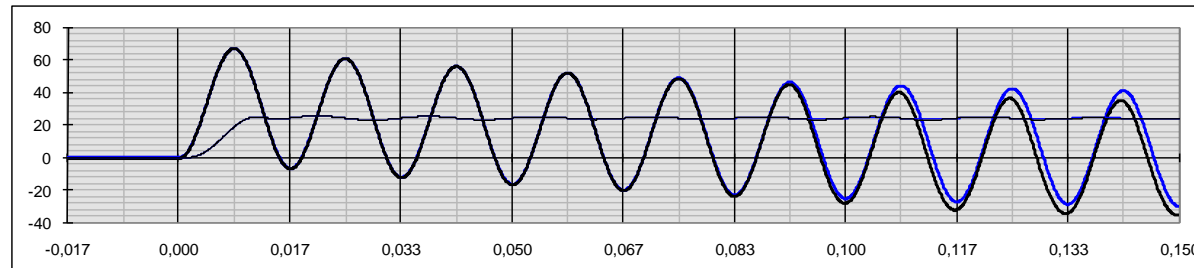
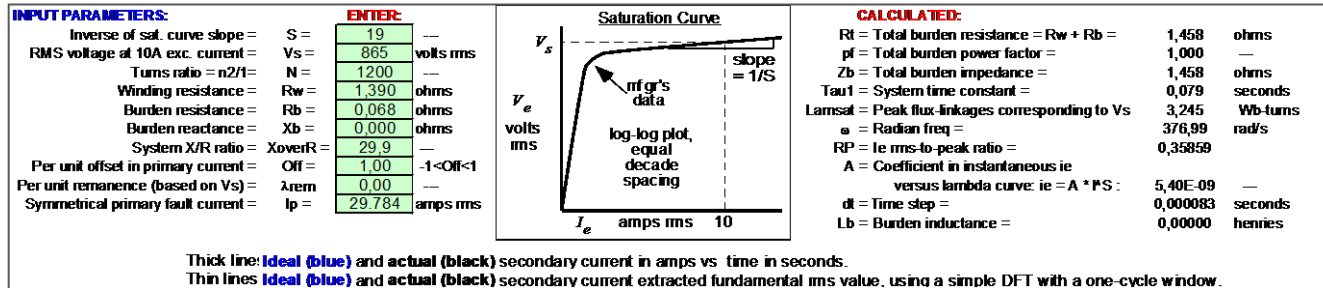
INPUT PARAMETERS:	ENTER:	—	—	CALCULATED:	—	—
Inverse of sat. curve slope =	S =	19	—	Rt = Total burden resistance = $R_w + R_b =$	1,458	ohms
RMS voltage at 10A exc. current =	Vs =	865	volts rms	pf = Total burden power factor =	1,000	—
Turns ratio = $n2/1 =$	N =	1200	—	Zb = Total burden impedance =	1,458	ohms
Winding resistance =	Rw =	1,390	ohms	Tau1 = System time constant =	0,035	seconds
Burden resistance =	Rb =	0,068	ohms	Lamsat = Peak flux-linkages corresponding to Vs	3,245	Wb-turns
Burden reactance =	Xb =	0,000	ohms	$\omega =$ Radian freq =	376,99	rad/s
System X/R ratio =	XoverR =	13,1	—	RP = Ie rms-to-peak ratio =	0,35859	—
Per unit offset in primary current =	Off =	1,00	-1<Off<1	A = Coefficient in instantaneous ie	—	—
Per unit remanence (based on Vs) =	$\lambda_{rem}$	0,00	—	versus lambda curve: $i_e = A * P * S :$	5,40E-09	—
Symmetrical primary fault current =	Ip =	41,361	amps rms	dt = Time step =	0,000083	seconds
				Lb = Burden inductance =	0,00000	henries

**Thick line Ideal (blue) and actual (black) secondary current in amps vs time in seconds.**  
**Thin lines Ideal (blue) and actual (black) secondary current extracted fundamental rms value, using a simple DFT with a one-cycle window.**



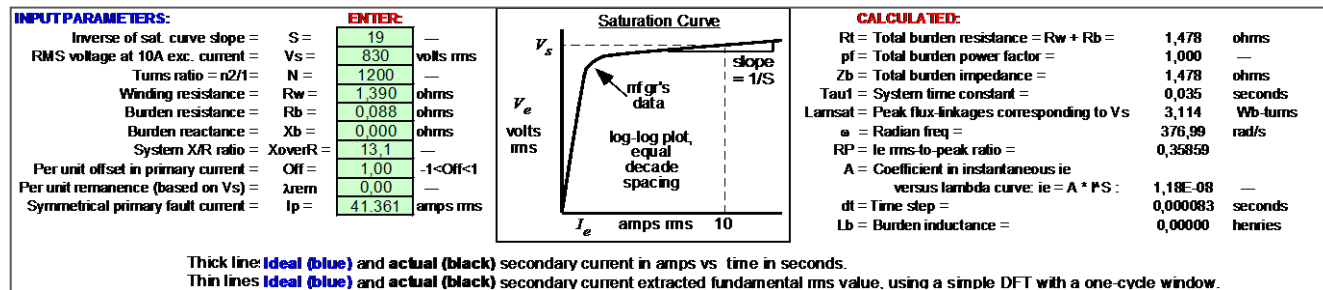
Tiempo de saturación de TC = No se satura.

### TRANSFORMADOR DE CORRIENTE CT-4. – Falla Externa.

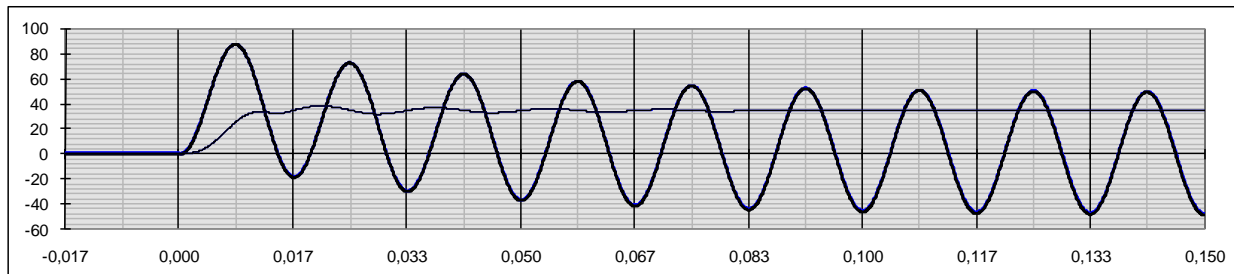


Tiempo de saturación de TC = 91 ms.

### TRANSFORMADOR DE CORRIENTE CT-6. – Falla Interna.







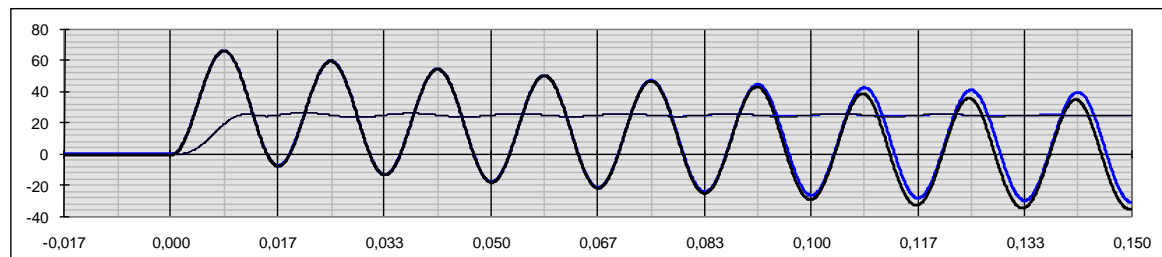
Tiempo de saturación de TC = **No se satura.**

TRANSFORMADOR DE CORRIENTE CT-6. – Falla Externa.

INPUT PARAMETERS:		ENTER:	
Inverse of sat. curve slope =	S =	19	—
RMS voltage at 10A exc. current =	Vs =	830	volts rms
Turns ratio = n2/1 =	N =	1200	—
Winding resistance =	Rw =	1,390	ohms
Burden resistance =	Rb =	0,088	ohms
Burden reactance =	Xb =	0,000	ohms
System X/R ratio =	XoverR =	26,9	—
Per unit offset in primary current =	Off =	1,00	-1<Off<1
Per unit remanence (based on Vs) =	AreM =	0,00	—
Symmetrical primary fault current =	Ip =	29,784	amps rms

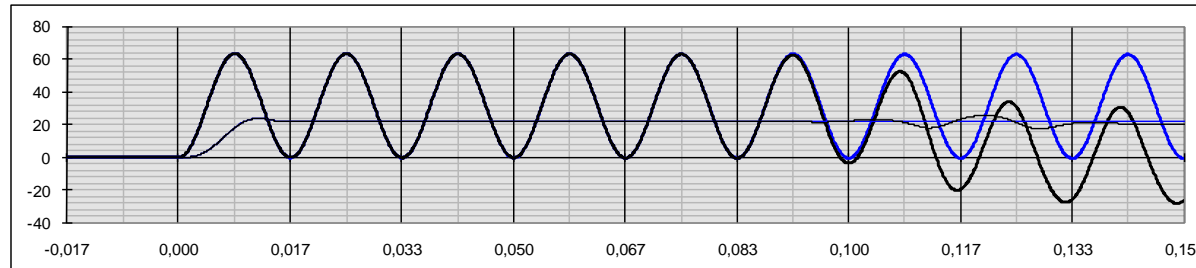
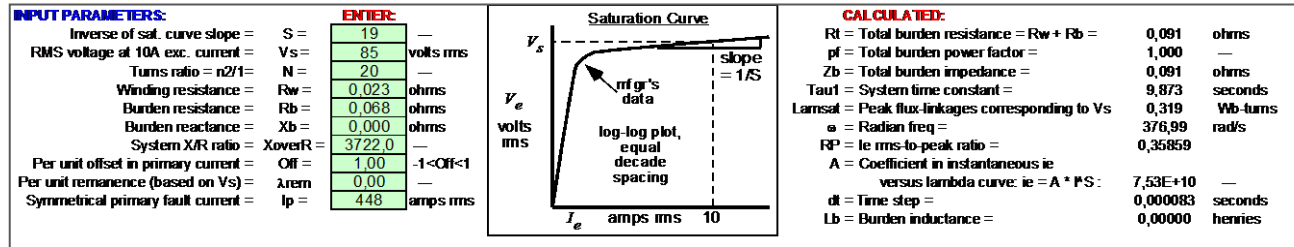
CALCULATED:		
Rt = Total burden resistance = Rw + Rb =	1,478	ohms
pf = Total burden power factor =	1,000	—
Zb = Total burden impedance =	1,478	ohms
Tau1 = System time constant =	0,071	seconds
Lamsat = Peak flux-linkages corresponding to Vs	3,114	Wb-turns
ω = Radian freq =	376,99	rad/s
RP = Ie rms-to-peak ratio =	0,35859	—
A = Coefficient in instantaneous ie versus lambda curve: ie = A * P S :	1,18E-08	—
dt = Time step =	0,000083	seconds
Lb = Burden inductance =	0,00000	henries

Thick line: **ideal (blue)** and **actual (black)** secondary current in amps vs time in seconds.  
Thin lines **ideal (blue)** and **actual (black)** secondary current extracted fundamental rms value, using a simple DFT with a one-cycle window.



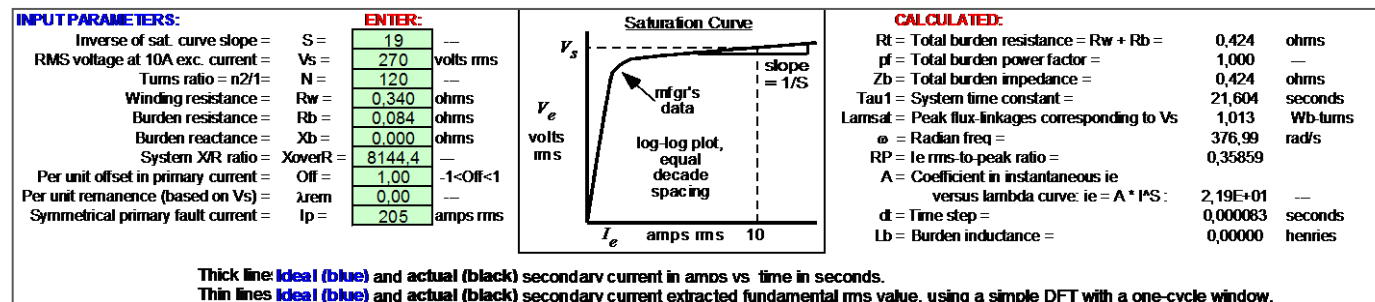
Tiempo de saturación de TC = **91 ms.**

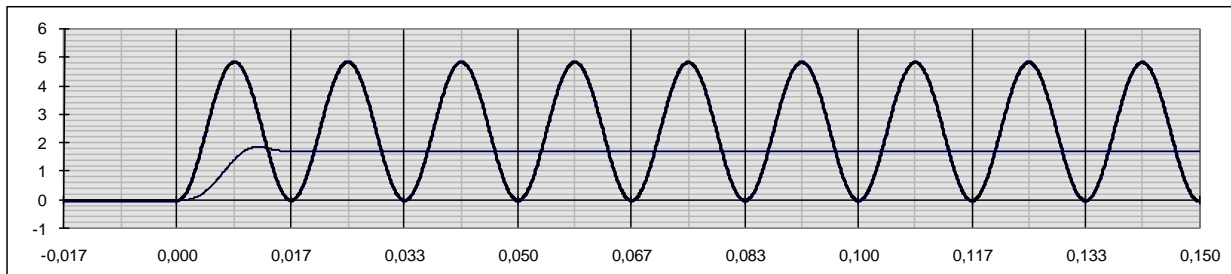
### TRANSFORMADOR DE CORRIENTE CT UT-U. – Falla Interna.



Tiempo de saturación de TC = 93 ms.

### TRANSFORMADOR DE CORRIENTE CT EX-U. – Falla Interna.



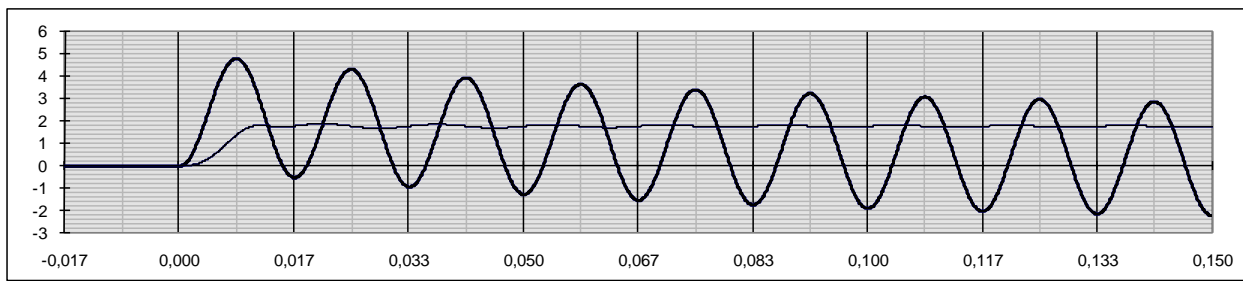


Tiempo de saturación de TC = **No se satura.**

TRANSFORMADOR DE CORRIENTE CT EX-U. – Falla Externa.

INPUT PARAMETERS:		ENTER:			CALCULATED:	
Inverse of sat. curve slope =	S =	19	—		Rt = Total burden resistance = Rw + Rb =	0,424
RMS voltage at 10A exc. current =	Vs =	270	volts rms	pf = Total burden power factor =	1,000	—
Turns ratio = n2/1 =	N =	120	—	Zb = Total burden impedance =	0,424	ohms
Winding resistance =	Rw =	0,340	ohms	Tau1 = System time constant =	0,071	seconds
Burden resistance =	Rb =	0,084	ohms	Lamsat = Peak flux-linkages corresponding to Vs	1,013	Wb-turns
Burden reactance =	Xb =	0,000	ohms	ω = Radian freq =	376,99	rad/s
System X/R ratio =	XoverR =	26,9	—	RP = Ie rms-to-peak ratio =	0,35859	—
Per unit offset in primary current =	Off =	1,00	-1<Off<1	A = Coefficient in instantaneous ie versus lambda curve: ie = A * I^S :	2,19E+01	—
Per unit remanence (based on Vs) =	λrem	0,00	—	dt = Time step =	0,000083	seconds
Symmetrical primary fault current =	Ip =	214	amps rms	Lb = Burden inductance =	0,00000	henries

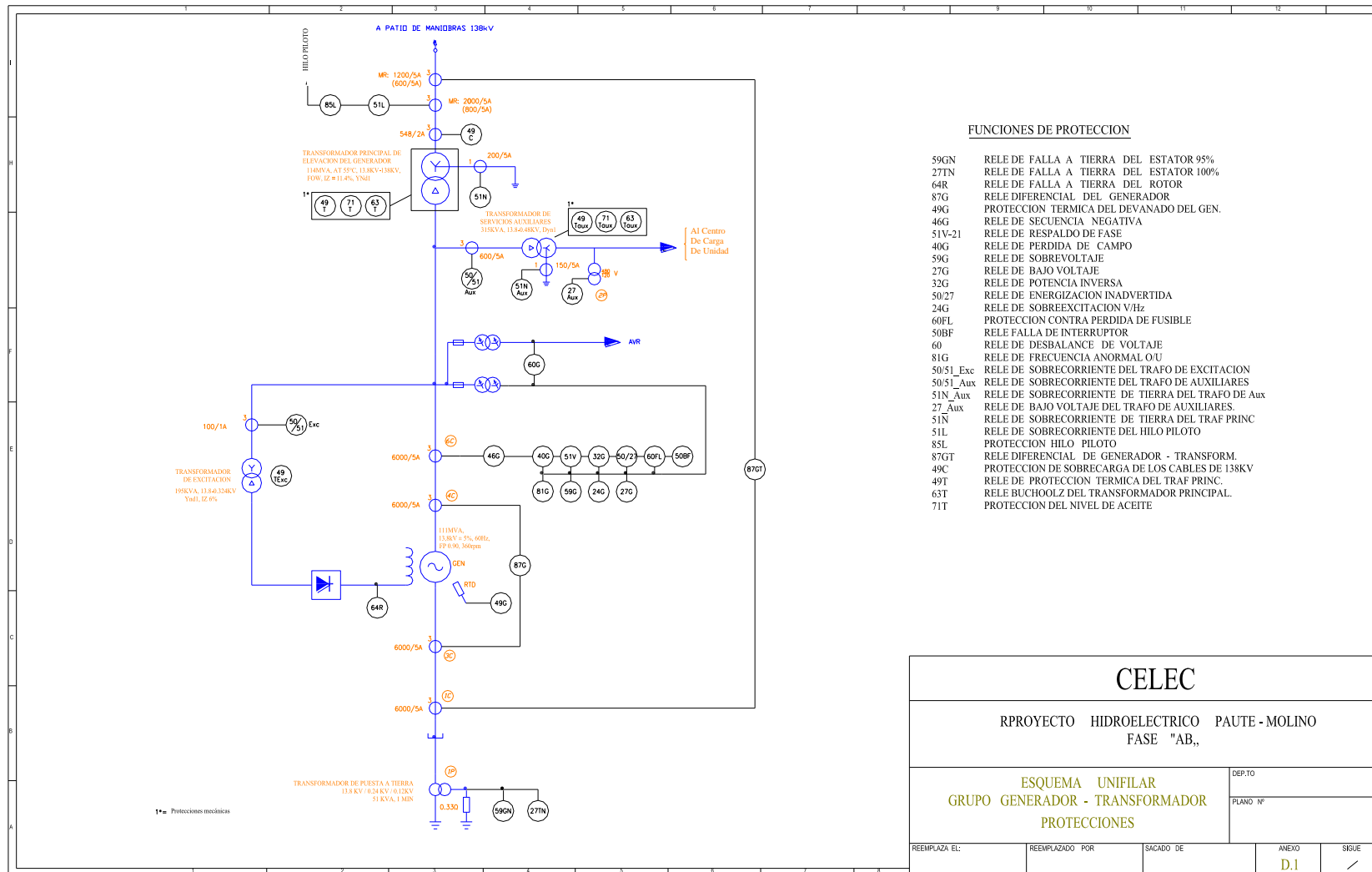
Thick line: Ideal (blue) and actual (black) secondary current in amos vs time in seconds.  
Thin lines: Ideal (blue) and actual (black) secondary current extracted fundamental rms value. using a simple DFT with a one-cycle window.

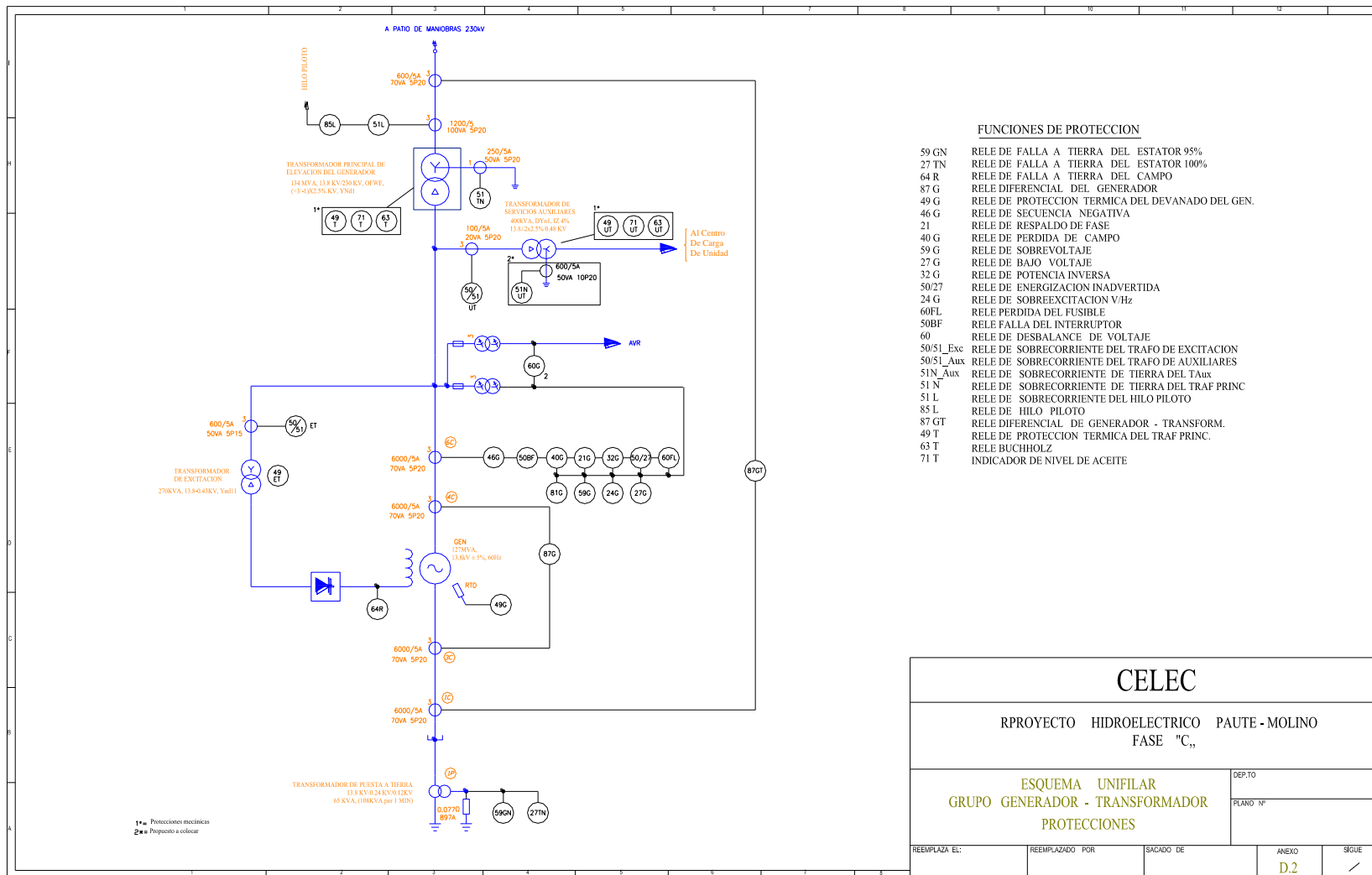


Tiempo de saturación de TC = **No se satura.**

## **ANEXO D**

DISEÑO DEL NUEVO ESQUEMA DE PROTECCIONES





# ANEXO E

## LIMITES DE PROTECCIÓN Y AJUSTES

E.1. LIMITES DE PROTECCION DE LOS EQUIPOS.

E.2. PROTECCION CONTRA SOBRECORRIENTE DE TIERRA DEL TRANSFORMADOR PRINCIPAL DE LA FASE AB.

E.3. PROTECCION CONTRA SOBRECORRIENTE DE FASE Y TIERRA DEL TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES DE LA FASE AB.

E.4. PROTECCION CONTRA SOBRECORRIENTE DE FASE DEL TRANSFORMADOR DE EXCITACION DE LA FASE C.

E.5. PROTECCION CONTRA SOBRECORRIENTE DE TIERRA DEL TRANSFORMADOR PRINCIPAL DE LA FASE C.

E.6. PROTECCION CONTRA SOBRECORRIENTE DE FASE Y TIERRA DEL TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES DE LA FASE AB.

E.7. PROTECCION CONTRA SOBRECORRIENTE DE FASE DEL TRANSFORMADOR DE EXCITACION DE LA FASE C.

E.8. RESULTADOS DE AJUSTES DE COORDINACIÓN.

## E.1 LÍMITES DE PROTECCIÓN DE LOS EQUIPOS.

Los límites de protección para transformadores son analizados mediante los siguientes requerimientos:

### a) Capacidad de sobrecarga.

La capacidad de sobrecarga de un transformador se refiere a los amperes a plena carga multiplicados por el factor de enfriamiento y de elevación de temperatura. Los factores antes mencionados se indican en la siguiente tabla E.1.

Tipo de transformador	Capacidad en kVA	Enfriamiento		Temperatura	
		Tipo	Factor	Elevación	Factor
Seco	≤2500	AA	1	150°C	1
		FA	1.3		
En aceite (tipo carga)	≤2500	OA	1	55/65°C	1.12
				65°C	1
	<500	FA	1	55/65°C	1.12
				65°C	1
	<500 ≤2000	FA	1.15	55/65°C	1.12
				65°C	1
	<2000 ≤2500	FA	1.25	55/65°C	1.12
				65°C	1
En aceite (tipo subestación)	Todo	OA	1	55/65°C	1.12
				65°C	1
		FA	1.33	55/65°C	1.12
				65°C	1
		FOA	1.67	55/65°C	1.12
				65°C	1

AA Enfriamiento con aceite natural.

OA Enfriamiento con aire y aceite natural.

FA Enfriamiento con aire reforzado.

FOA Enfriamiento con aceite y aire reforzado.

### b) Punto de magnetización.

Es una aproximación del efecto que ocasiona la corriente de magnetización en el transformador, este punto es variable, depende del magnetismo residual y del punto de la onda del voltaje aplicado cuando ocurre la energización. La corriente de magnetización es considerado como un múltiplo de la corriente nominal, que varía de



acuerdo a la capacidad nominal del equipo como se indica en la siguiente tabla. El tiempo de duración de la corriente de magnetización o corriente de inrush es invariable de 0.1s.

<b>Tabla E.2 Múltiplos para la corriente de Inrush</b>	
Capacidad del transformador	Múltiplo
kVA $\leq$ 1500	8
1500<kVA<3750	10
3750 $\leq$ kVA	12

**c) Capacidad de protección contra sobrecorriente.**

La siguiente tabla E.3 indica los límites máximos requeridos para protección contra sobrecorriente del primario y secundario de transformadores, dados en pu.

<b>Tabla E.3 Límites máximos para protección de sobrecorriente</b>						
<b>Impedancia</b>	<b>Primario</b>			<b>Secundario</b>		
	Voltaje	Interruptor	Fusible	>600V		$\leq$ 600V
				Interruptor	Fusible	Int o Fus
Todas	>600V	$\leq$ 3X	$\leq$ 2.5X	Ninguno	Ninguno	Ninguno
Z% $\leq$ 6		$\leq$ 6X	$\leq$ 3X	$\leq$ 3X	$\leq$ 2.5X	$\leq$ 1.25X
6<Z% $\leq$ 10		$\leq$ 4X	$\leq$ 3X	$\leq$ 2.5X	$\leq$ 2.25X	$\leq$ 1.25X
Todas	600 o menos	$\leq$ 1.25X				ninguno
		$\leq$ 2.5X				$\leq$ 1.25X
Z% $\leq$ 6		$\leq$ 6X				ITP
6<Z% $\leq$ 10		$\leq$ 4X				ITP

ITP Se refiere a la protección térmica integrada suministrada por el fabricante.

X Corriente nominal del transformador.

**d) Niveles que soporta el equipo.**

La capacidad de los transformadores para soportar esfuerzos ocasionados por altas corrientes en un periodo de tiempo dado sin dañarse, es definida por ANSI (American National Standard Institute) en la norma C57-109 y es llamado punto ANSI.

El límite máximo de protección del transformador lo determina el punto ANSI, que establece las características de deben cumplir los devanados para soportar sin dañarse los esfuerzos térmicos y mecánicos causados por un cortocircuito en sus terminales

considerando periodos definidos. Estos puntos, en múltiplos de la corriente a plena carga ( $I_{pc}$ ) se resume en la tabla siguiente.

<b>Tabla E.4 Tiempo que soporta el equipo sin dañarse</b>			
<b>Z(%)</b>	<b>Corriente simétrica RMS en cualquier devanado</b>		
	<b>Múltiplos conexión <math>\Delta/\Delta</math> <math>Y/Y</math></b>	<b>Múltiplos conexión <math>\Delta/Y</math></b>	<b>Tiempo (s) ANSI</b>
$\leq 4$	25	14.50	2
5	20	11.60	3
5.25	19.05	11.05	3.25
5.50	18.18	10.55	3.50
5.75	17.39	10.05	3.75
6	16.67	9.67	4
6.5	15.39	8.90	4.50
7	14.29	8.29	5
$\geq 8$	12.39	7.3	5

#### e) La curva ANSI

La curva ANSI sustituye al punto ANSI que representa la máxima capacidad que puede soportar el transformador sin dañarse cuando es sometido a esfuerzos térmicos y mecánicos ocasionados por cortocircuitos. Para calcular la curva ANSI es necesario clasificar a los transformadores en categorías como se muestra en la tabla E.5.

<b>Tabla E.5 Tipo de Curva ANSI</b>		
<b>kVA Nominales de Placa (devanado primario)</b>		
<b>Categoría</b>	<b>Monofásico</b>	<b>Trifásico</b>
I	5-500	15-500
II	501-1667	501-5000
III	1668-10000	5001-30000
IV	>10000	>30000

Los puntos de la curva ANSI en transformadores son:

<b>Tabla E.6 Puntos de la Curva ANSI</b>			
<b>Punto</b>	<b>Categoría</b>	<b>Tiempo (s)</b>	<b>Corriente (A)</b>
1	I	$1250(Zt)^2$	$I_{pc}/Zt$
	II	2	$I_{pc}/Zt$
	III, IV	2	$I_{pc}/(Zt+Zs)$
2	II	4.08	$0.7 I_{pc}/Zt$
	III, IV	8.0	$0.5 I_{pc}/(Zt+Zs)$

3	II III, IV	$2551(Z_t)^2$ $5000(Z_t+Z_s)^2$	$0.7 I_{pc}/Z_t$ $0.5 I_{pc}/(Z_t+Z_s)$
4	Todas	50	5 (I <sub>pc</sub> )

Donde:

Z<sub>t</sub> = Impedancia del transformador en pu, en base a los kVA con enfriamiento OA.

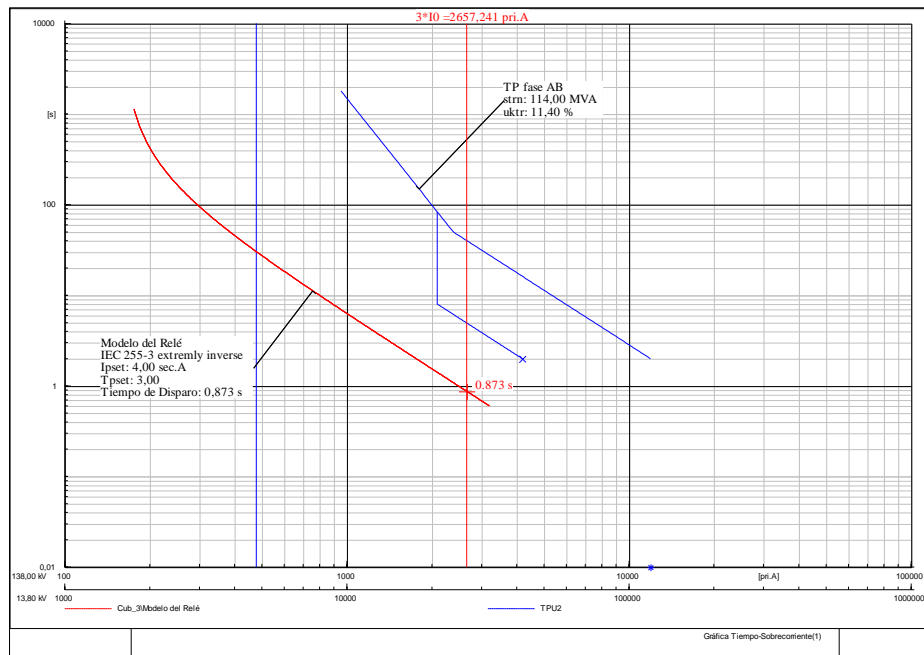
Z<sub>s</sub> = Impedancia de la fuente en pu.

I<sub>pc</sub> = Corriente a plena carga del transformador.

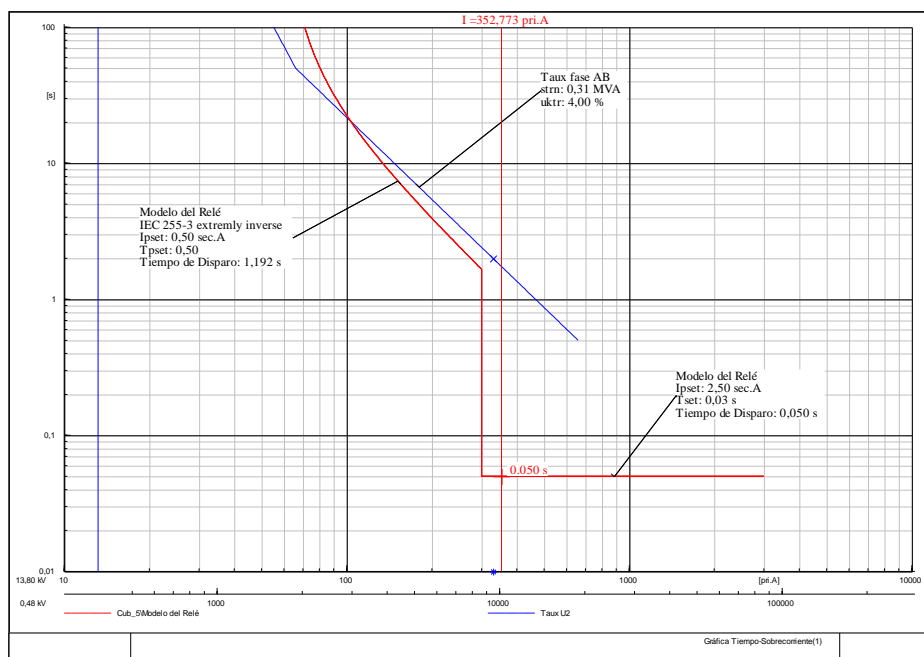
Dependiendo de la conexión de los transformadores los valores de la curva se deben multiplicar por el factor ANSI de la siguiente tabla E.7.

<b>Tabla E.7 Factor ANSI de transformadores.</b>	
<b>Conexión</b>	<b>Factor</b>
Delta - Delta	0.87
Delta – Estrella Aterrizada	0.57
Delta - Estrella	1.0
Estrella Aterrizada - Estrella	1.0
Estrella Aterrizada - Estrella Aterrizada	1.0
Estrella - Estrella Aterrizada (tipo núcleo)	0.67
Estrella - Estrella Aterrizada (tipo acorazado)	1.0
Estrella - Estrella	1.0
Estrella - Estrella Aterrizada - Delta	1.0
Estrella - Delta	1.0

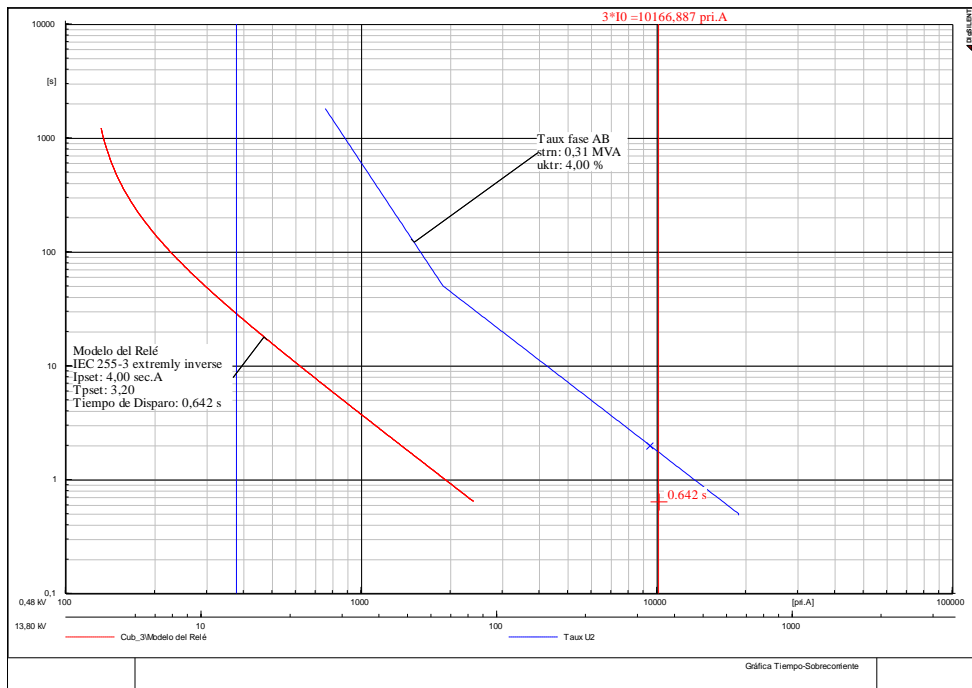
## E.2. PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTE DE TIERRA (51TN) PARA EL TRANSFORMADOR DE UNIDAD DE LA “FASE AB”.



## E.3. PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTE DE FASE Y TIERRA (50/51 Y 51N), PARA EL TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES DE LA “FASE AB”.

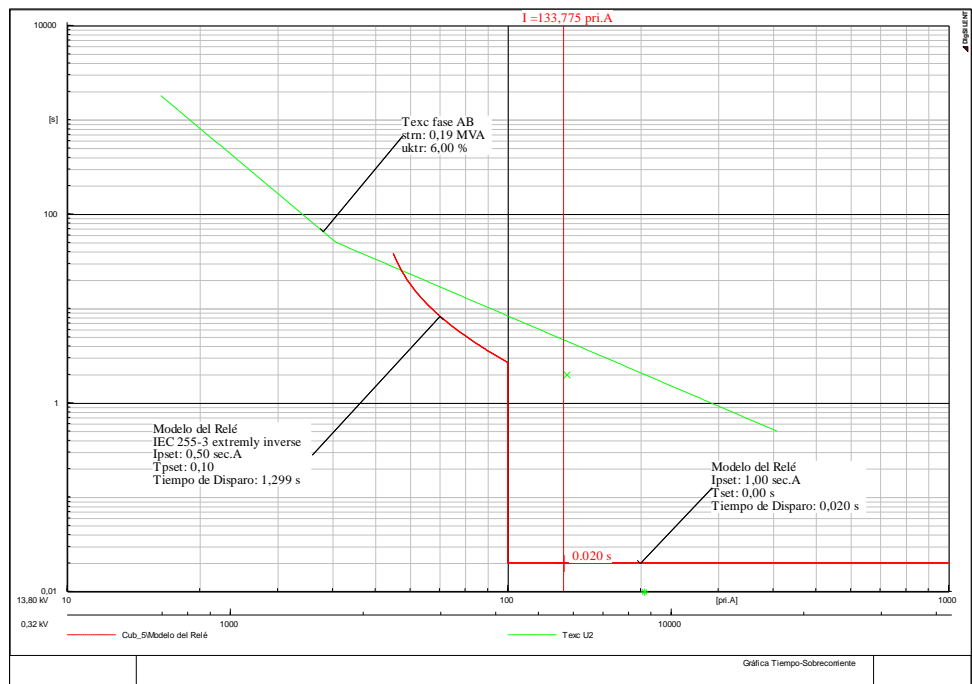


a) Sobrecorriente de fase del Transformador de Servicios Auxiliares.

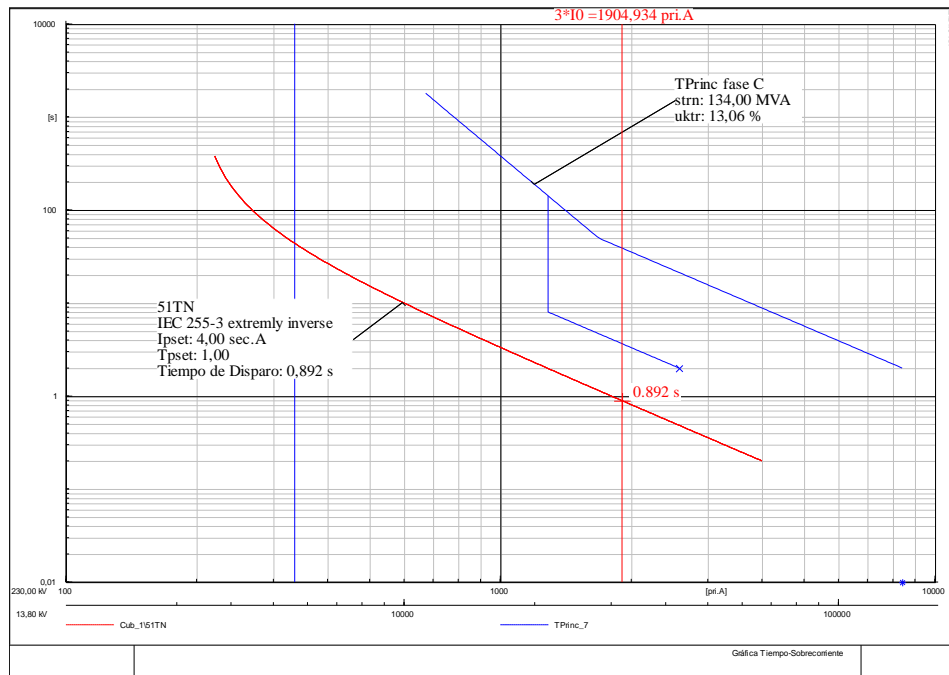


b) Sobrecorriente de tierra del Transformador de Servicios Auxiliares.

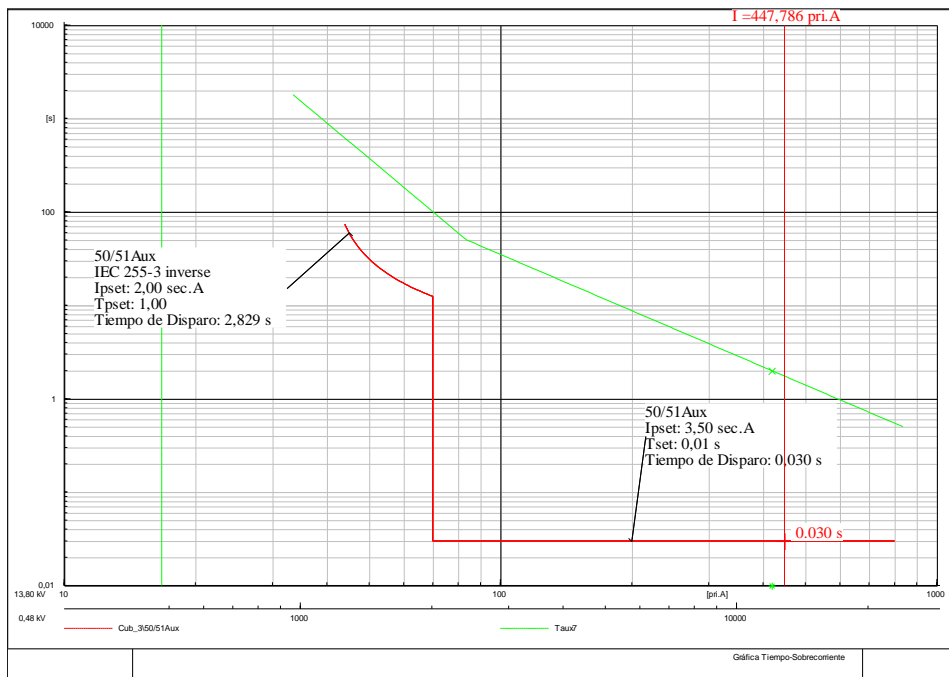
#### E.4. PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTE DE FASE 50/51, PARA EL TRANSFORMADOR DE EXCITACIÓN DE LA “FASE AB”.



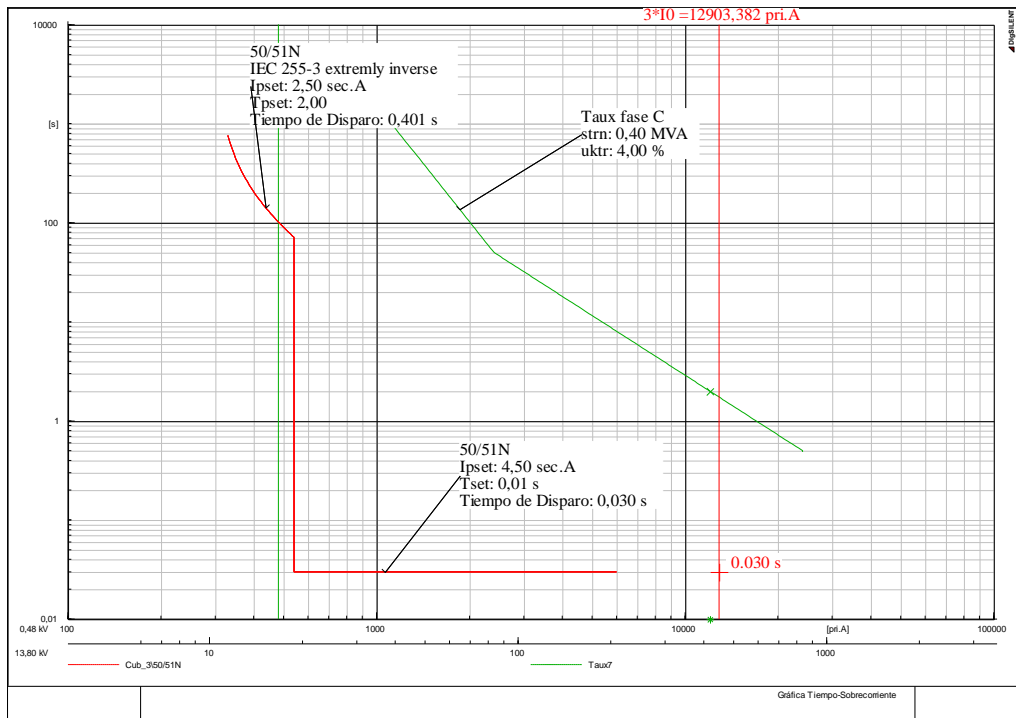
**E.5. PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTE DE TIERRA (51N), PARA EL TRANSFORMADOR DE UNIDAD DE LA SEGUNDA ETAPA.**



**E.6. PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTE DE FASE Y TIERRA (50/51 Y 50/51N), PARA EL TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES DE LA “FASE C”.**

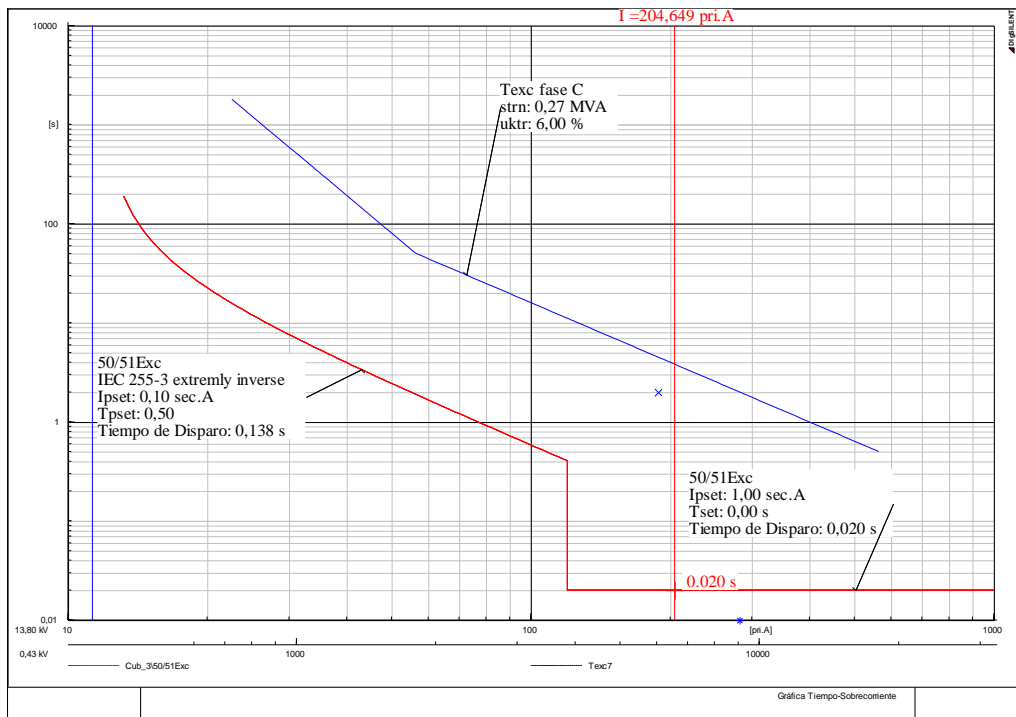


a) Sobrecorriente de fase del Transformador de Servicios Auxiliares.

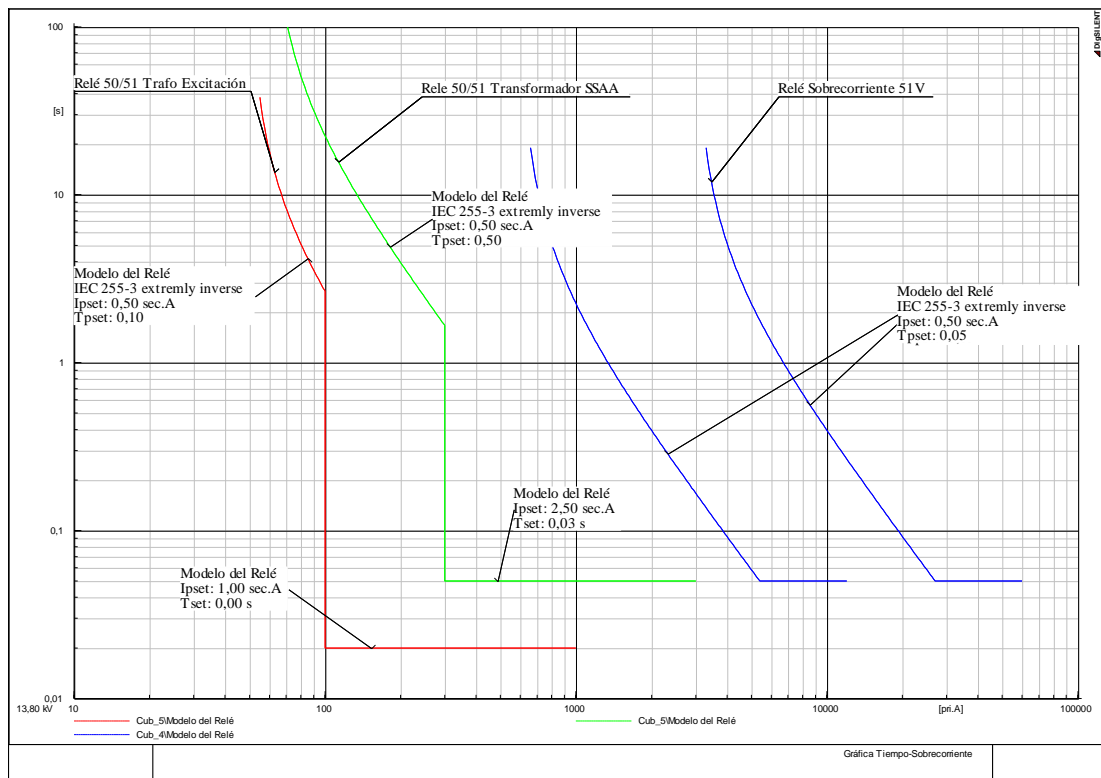


b) Sobrecorriente de tierra del Transformador de Servicios Auxiliares.

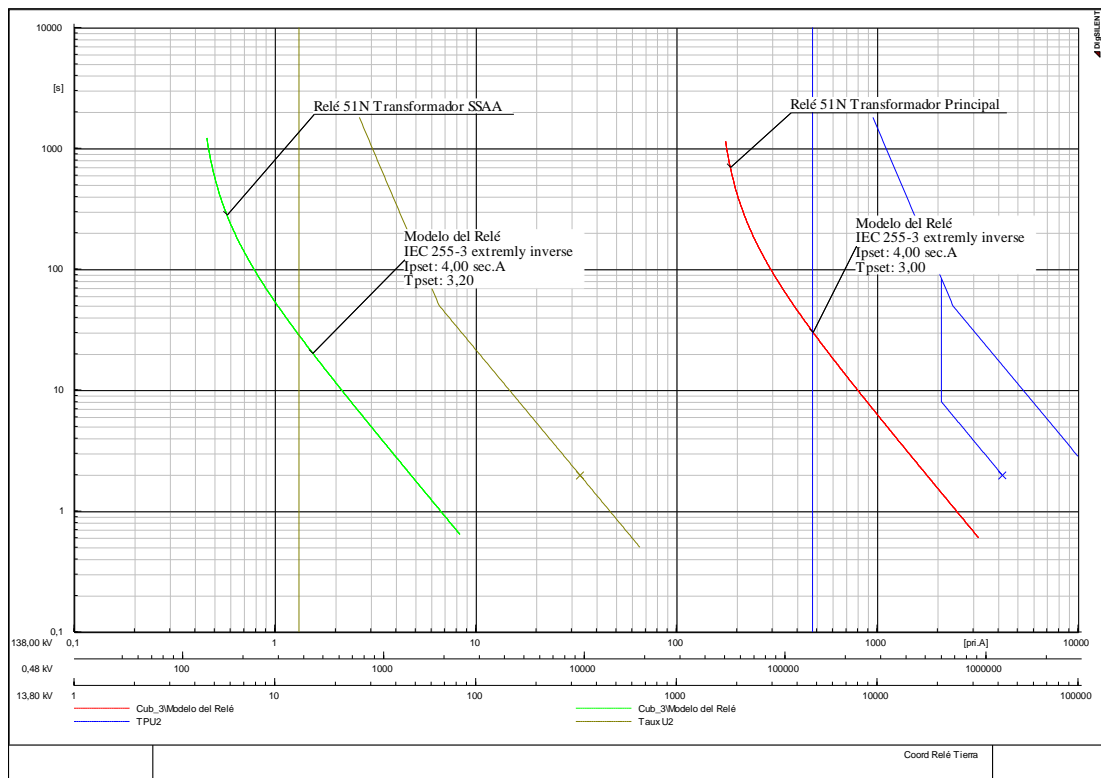
### E.7. PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTE DE FASE 50/51, PARA EL TRANSFORMADOR DE EXCITACIÓN DE LA SEGUNDA ETAPA.



## E.8. RESULTADO DE AJUSTES DE COORDINACIÓN.

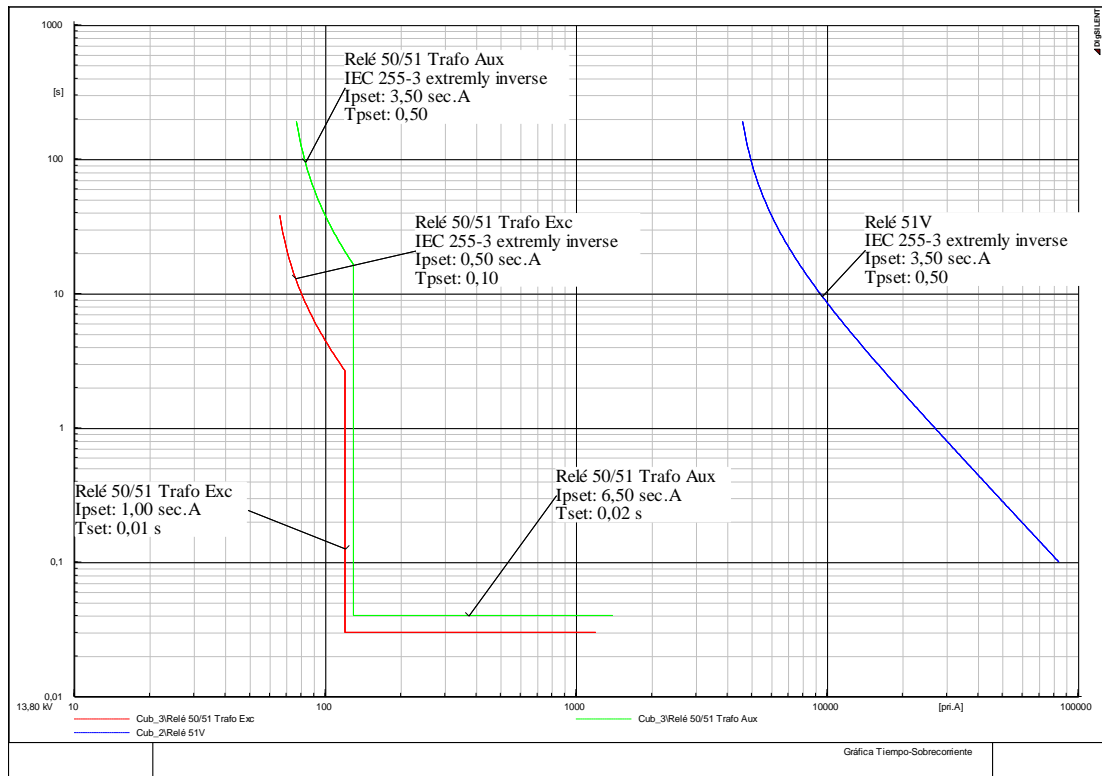


a) Coordinación Relé Sobrecorriente De Fase "Etapa I"

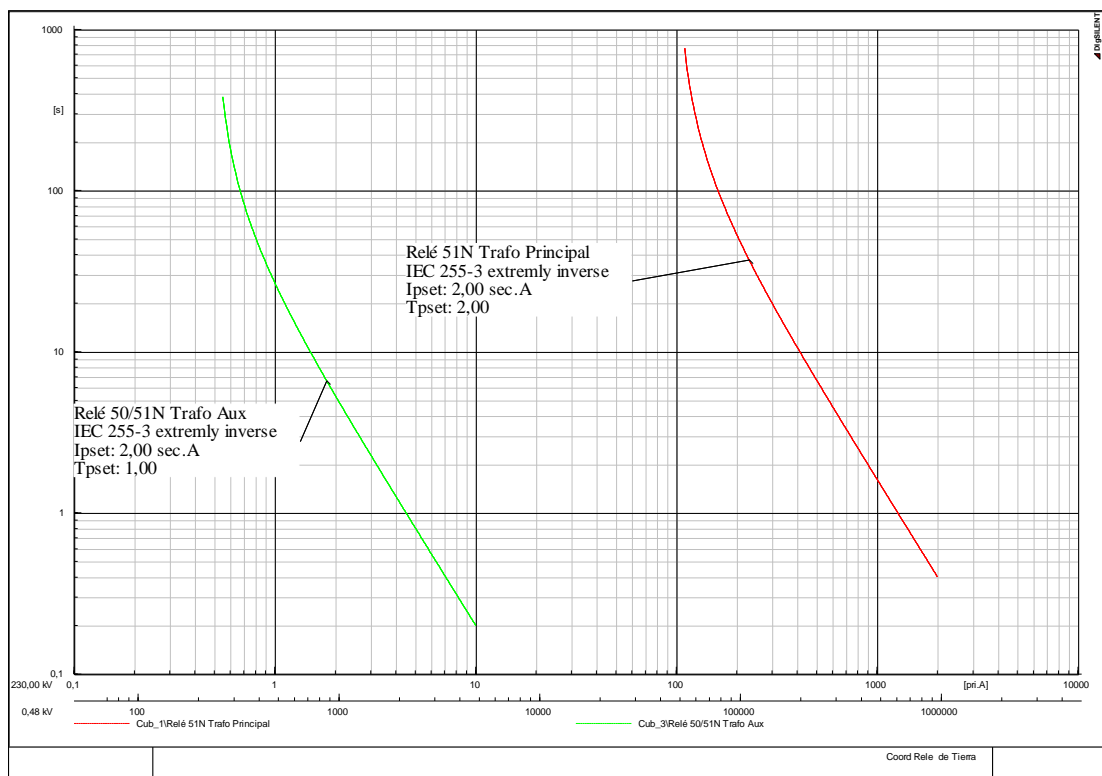


b) Coordinación Relé Sobrecorriente De Tierra "Etapa I"





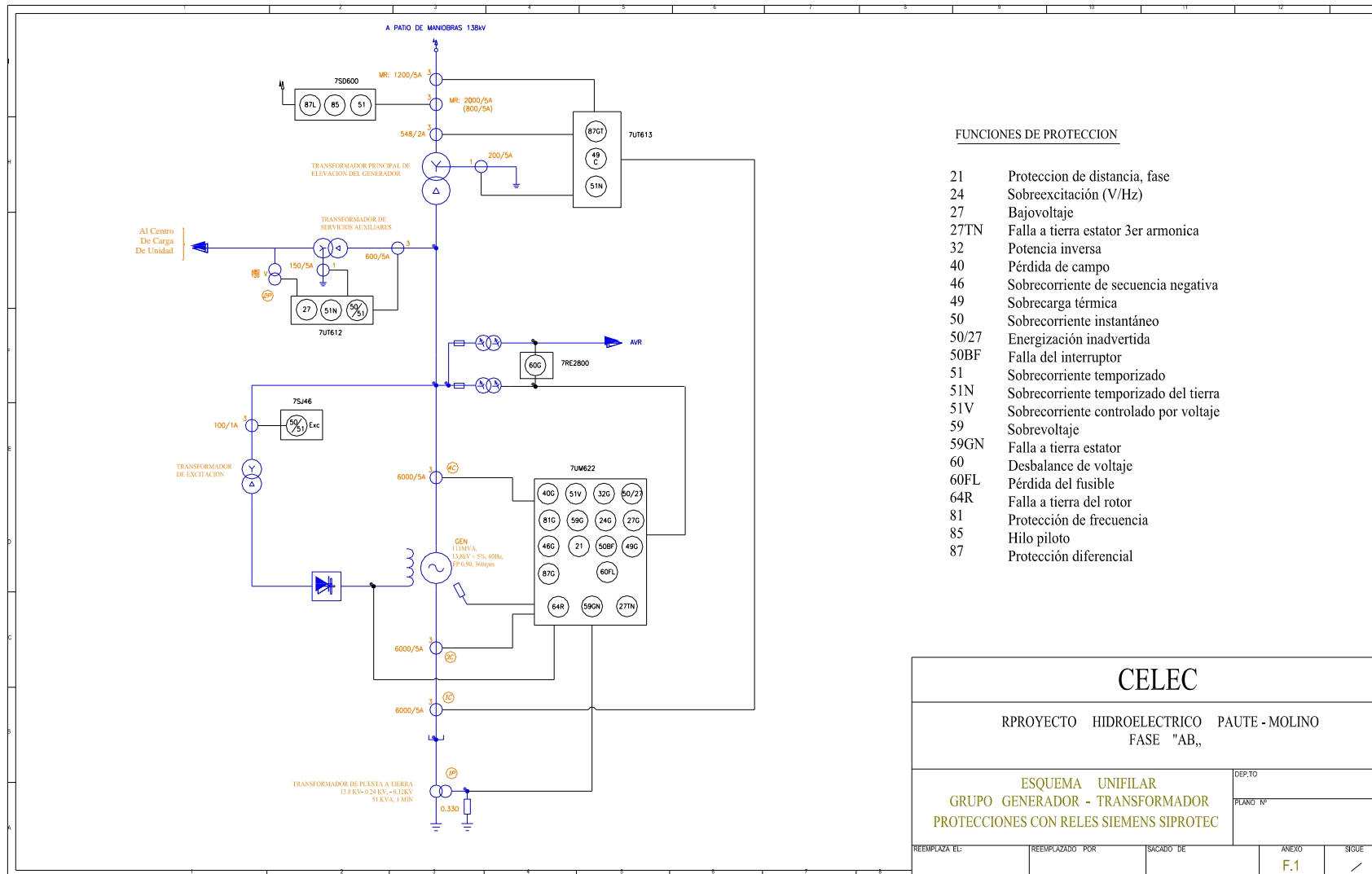
c) Coordinación Relé Sobrecorriente De Fase “Etapa II”

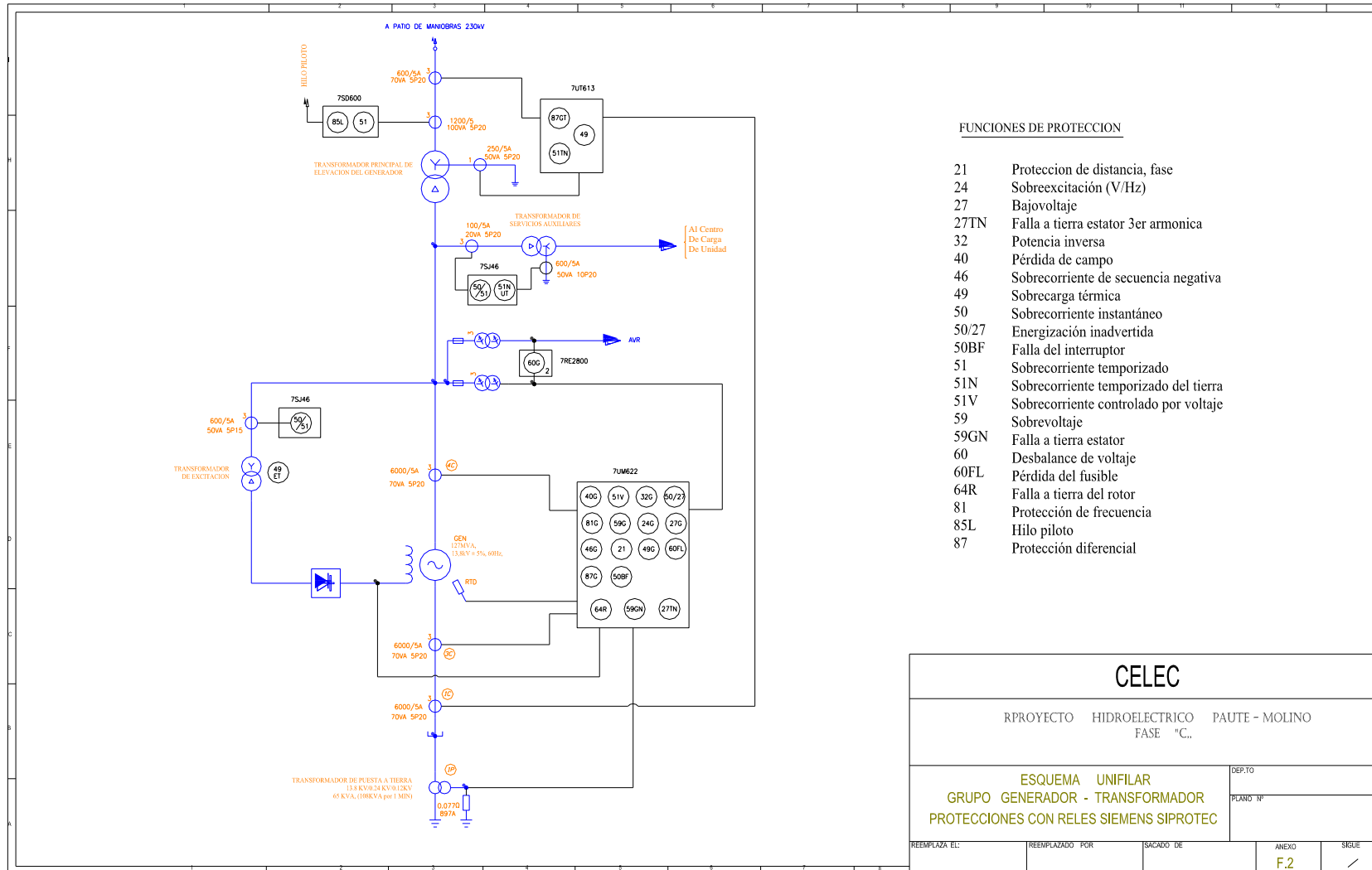


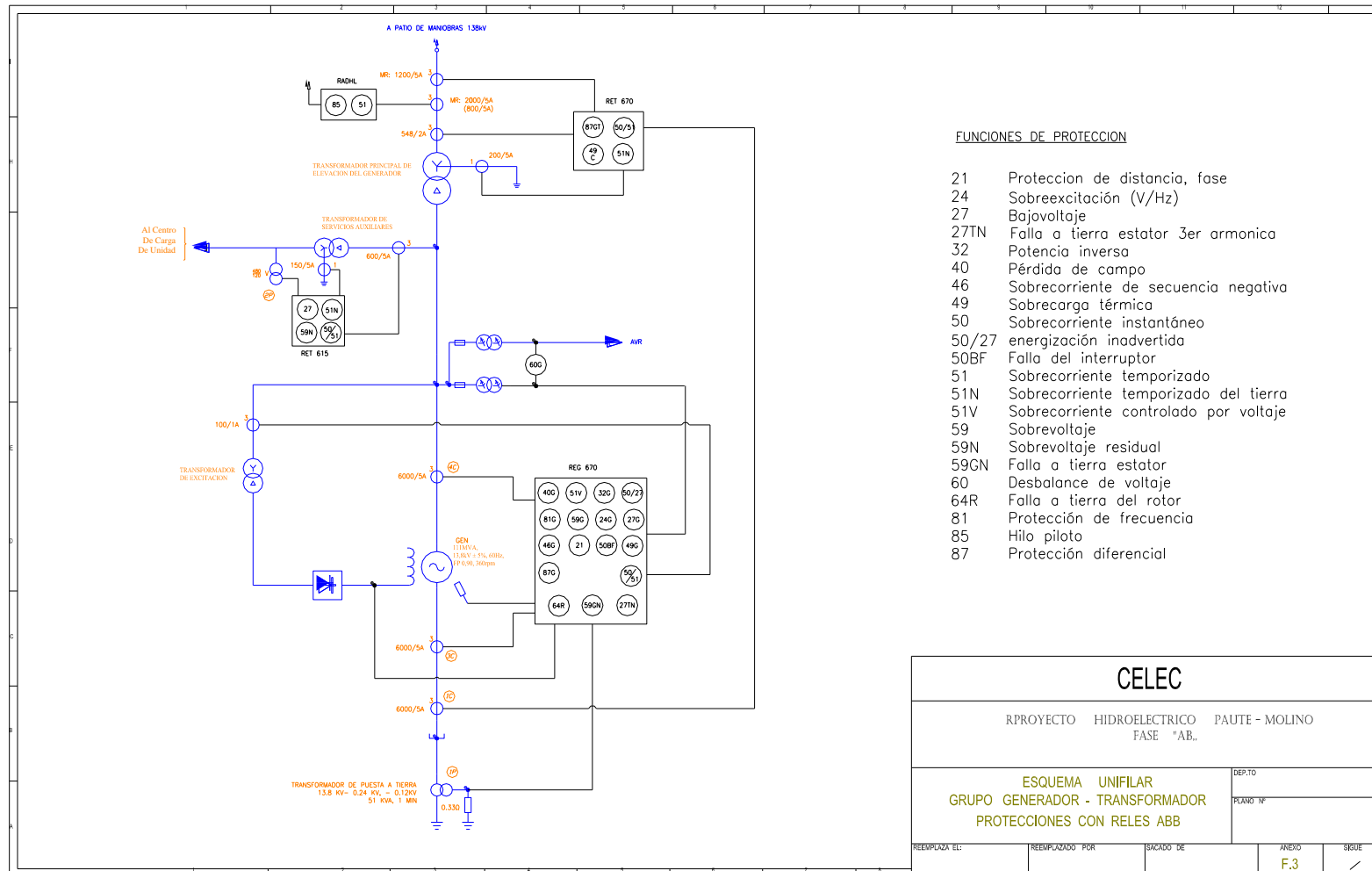
d) Coordinación Relé Sobrecorriente De Tierra “Etapa II”

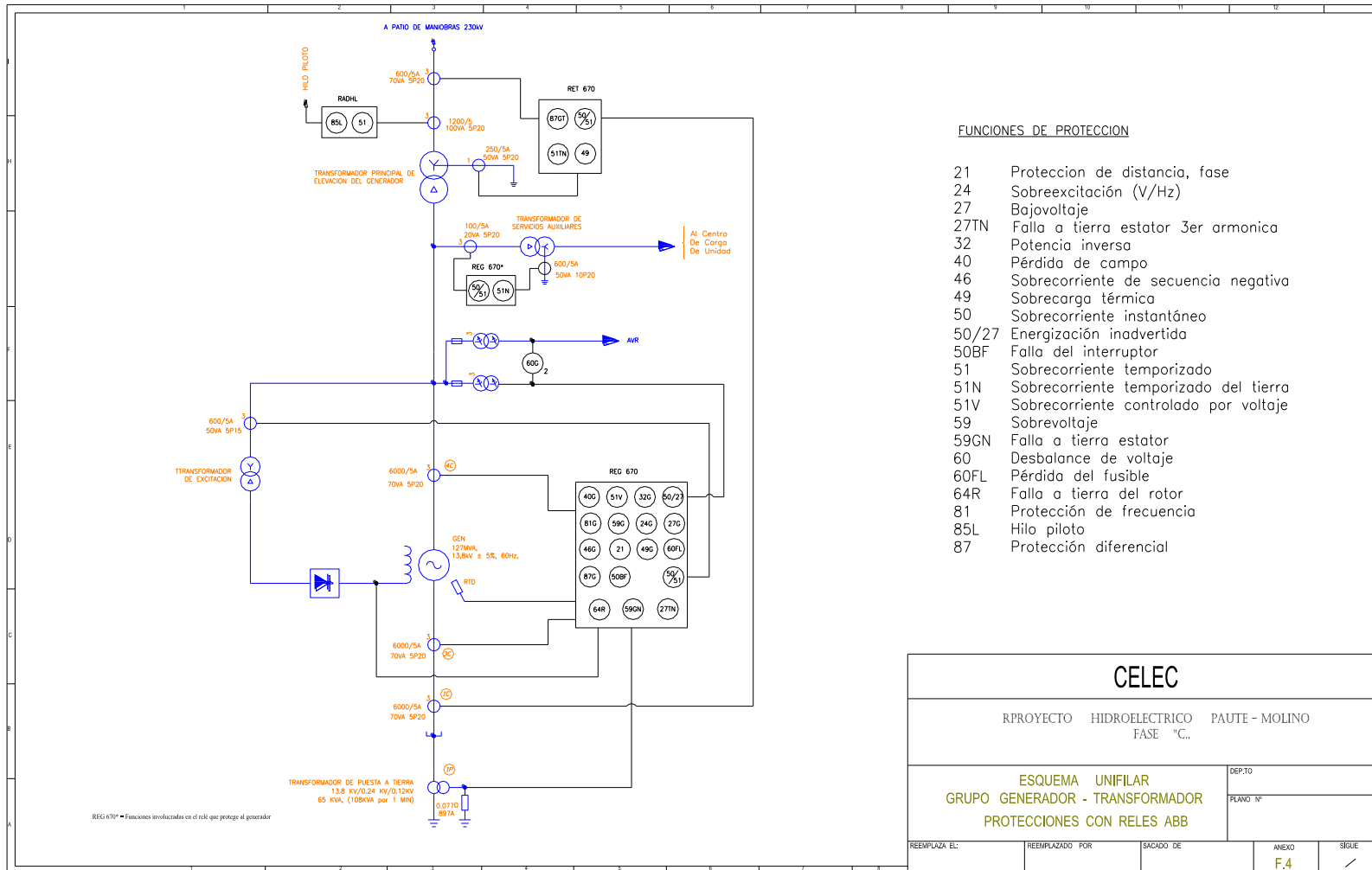
# **ANEXO F**

## **PROPUESTA DEL SISTEMA DE PROTECCIONES**









# **ANEXO G**

## **DATOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO**

### **G. 1 PRODUCCION DE ENERGIA DIARIA DE LA PLANTA (MWh)**

### **G. 2 FLUJO DE FONDOS DEL PROYECTO**

## G.1 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA BRUTA DIARIA DE LA PLANTA (MWh)

Día	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
1	7126	13323	9016	14161	23398	14714	18833	10704	14780	12588	3815	6379
2	4506	15997	10002	12045	21450	13456	21531	9917	14411	15494	2832	8156
3	4933	15562	9694	10462	21044	11890	24022	13199	14920	13422	6651	9124
4	4191	17175	10697	8188	22728	21530	23235	24044	14994	7649	11624	7687
5	10106	20010	11685	7240	24246	22097	19661	23986	13554	15623	6303	5477
6	11408	20577	11747	15595	22215	24099	22222	18717	9041	15965	4137	4881
7	11076	17166	11964	9759	16452	21379	23258	14018	11402	11985	5092	4722
8	9636	13166	8980	9647	18220	24326	24486	13080	10172	10039	3637	6314
9	11312	10767	9624	9487	16517	23566	23599	12680	15662	6019	3576	5226
10	11660	10293	9259	7036	11780	22994	24916	13106	15608	6909	3649	7543
11	9220	10876	8951	9923	14517	23190	24597	16232	12402	5907	3468	8076
12	17626	13114	8169	4612	16096	23033	21602	23961	11956	11046	3541	7768
13	23868	12619	8389	10695	15733	22773	20059	24639	8060	12239	3381	4097
14	24483	18370	6853	14731	14130	20156	19539	18574	13849	12362	4679	4541
15	20937	12910	4236	18399	14203	21800	24608	15849	13754	11523	2100	6567
16	15852	13984	9724	20881	11449	21133	23922	12612	11266	11470	3906	6806
17	13540	16011	7213	24120	11595	20752	19078	12704	8574	8645	3831	3937
18	15581	15947	8341	23948	11227	13631	15832	10272	5996	5994	3383	3206
19	21022	15338	8620	23628	13485	14791	20543	12949	4494	10865	3917	5626
20	21125	13186	7213	23423	15439	13711	20950	13520	3182	10089	6652	3734
21	15574	10084	6849	23489	23294	10080	22541	12144	6686	9656	3445	3933
22	11449	9484	11332	22332	22635	15904	19493	13446	5896	8186	4950	4177
23	12756	14306	12243	24055	21403	14198	18500	8818	8388	7925	4008	3308
24	11416	14704	20221	23452	21026	12422	9329	14665	9035	6531	5436	4897
25	19593	15039	23187	17829	23216	13120	8755	12697	8510	8884	7174	2725
26	21313	10526	18044	15654	22411	11722	10366	11874	7543	14317	7304	2966
27	21131	13554	16192	15179	19713	12205	13266	10700	5290	10663	6405	3032
28	20766	13173	16549	17285	16677	20404	17301	10625	10758	8820	5423	4009
29	12512		14438	24625	18134	19158	21189	15051	13850	9480	3213	4131
30	15644		15185	24653	16822	17307	19043	21630	12733	7533	5690	8186
31	17179		12468		10027		16079	21291		4927		10036
<b>Total</b>	<b>448541</b>	<b>397261</b>	<b>347085</b>	<b>486533</b>	<b>551282</b>	<b>541541</b>	<b>612355</b>	<b>467704</b>	<b>316766</b>	<b>312755</b>	<b>143222</b>	<b>171267</b>
<b>Máx.</b>	<b>24483</b>	<b>20577</b>	<b>23187</b>	<b>24653</b>	<b>24246</b>	<b>24326</b>	<b>24916</b>	<b>24639</b>	<b>15662</b>	<b>15965</b>	<b>11624</b>	<b>10036</b>
<b>Min.</b>	<b>4191</b>	<b>9484</b>	<b>4236</b>	<b>4612</b>	<b>10027</b>	<b>10080</b>	<b>8755</b>	<b>8818</b>	<b>3182</b>	<b>4927</b>	<b>2100</b>	<b>2725</b>

PRODUCCION BRUTA EN EL AÑO: 4796312 MWh



G.2 FLUJO DE FONDOS DEL PROYECTO								
	PERIODOS							
	0	1	2	3	4	---	14	15
<b>INGRESOS</b>								
<b>Total Ingresos</b>		<b>65760</b>	<b>65760</b>	<b>65760</b>	<b>65760</b>	<b>---</b>	<b>65760</b>	<b>65760</b>
<b>EGRESOS</b>								
Costo de operación y mantenimiento		2000	2000	2000	2000	---	2000	2000
Depreciación (6,67%)		24679	24679	24679	24679	---	24679	24679
<b>Total Egresos</b>		<b>26679</b>	<b>26679</b>	<b>26679</b>	<b>26679</b>	<b>---</b>	<b>26679</b>	<b>26679</b>
Utilidad antes de impuestos		39081	39081	39081	39081	---	39081	39081
<b>IMPUESTOS</b>								
Participación de trabajadores (15%)		5862,15	5862,15	5862,15	5862,15	---	5862,15	5862,15
Impuesto a la renta (25%)		8304,7125	8304,7125	8304,7125	8304,7125	---	8304,7125	8304,7125
<b>Utilidad Neta</b>		<b>24914,138</b>	<b>24914,138</b>	<b>24914,138</b>	<b>24914,138</b>	<b>---</b>	<b>24914,138</b>	<b>24914,138</b>
Depreciación		24679	24679	24679	24679	---	24679	24679
Inversión inicial	468050							
<b>Flujos de Fondo Neto</b>	<b>-468050</b>	<b>49593,138</b>	<b>49593,138</b>	<b>49593,138</b>	<b>49593,138</b>	<b>---</b>	<b>49593,138</b>	<b>49593,138</b>
Depreciación de activos fijos (reles, cables, accesorios, gabinete) = 350000+20000=370000								
Costo de operación de relés por cada unidad = 200 usd/año = 2000								