

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y
ELECTRÓNICA**

**SISTEMA DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS A NIVEL DE 500 kV
APLICACIÓN SUBESTACIÓN PIFO.**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO**

RICHARD HERNANDO ZAMBRANO QUIMBIULCO
richard.zambrano.q@hotmail.com

DIRECTOR: Ing. ANTONIO BAYAS.
antoniobayas@hotmail.com

Quito, septiembre 2008

DECLARACIÓN

Yo, Richard Hernando Zambrano Quimbiulco, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Richard Hernando Zambrano Quimbiulco

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Richard Hernando Zambrano Quimbiulco, bajo mi supervisión.

Ing. Antonio Bayas.
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTO

De forma muy especial agradezco a Dios por la fuerza, la salud que me ha dado para poder alcanzar mis metas, y poder culminar mis estudios.

Agradezco a mi madre por dar todo su fuerza, cariño y ayuda, a mi hermana Xiomara, a mi abuelita Josefina, a Fabián, Armando, Adriana, Beatriz que supieron ayudarme en lo que yo necesitara.

Un agradecimiento muy sincero para aquella personita que estuvo en todo momento de mi vida universitaria, Náthali que me dio su cariño, amor y compañía para aquellos momentos donde más lo necesitaba. A la señora Laurita por el apoyo brindado.

A la Escuela Politécnica Nacional y profesores por darme acogida y saber impartir sus conocimientos hacia mi persona, en especial al Ing. Antonio Bayas por la ayuda en la dirección para el desarrollo del proyecto.

A Transelectric por permitirme la oportunidad de desarrollar mi proyecto, y poder conocer más afondo la vida profesional.

A todas las personas que me brindaron su ayuda de forma desinteresada en la realización de este trabajo, contribuyeron con lo que estaba a su alcance

DEDICATORIA

A Dios por darme su amor, salud y fuerza para seguir adelante

A mi madre, por darme la oportunidad de realizar mis estudios universitarios y poderlos culminar, ya que fue grande el esfuerzo y sacrificio que puso.

A mi hermana Xiomara, con la persona que pasamos muchas dificultades para poder lograr lo que queríamos.

A mi abuelita y tíos, Josefina, Fabián, Armando y Adriana

A Nathy que es mi corazón y vida que estuvo conmigo a pesar de muchos momentos difíciles y no supo dejarme a un lado sino brindarme su amor y cariño.

CONTENIDO

CARATULA	i
DECLARACIÓN	ii
CERTIFICACIÓN	iii
AGRADECIMIENTO	iv
DEDICATORIA	v
CONTENIDO	vi
CAPITULO I	1
INTRODUCCIÓN	1
1.1. GENERALIDADES.	1
1.1.1. SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO ACTUAL.	2
1.1.1.1. Características de la Generación.	2
1.1.1.2. Características de la Transmisión.....	3
1.1.1.3. Características de la Distribución.....	5
1.1.2. EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO.	7
1.1.2.1. Expansión de la Generación.	7
1.1.2.1.1. <i>Etapas del plan de expansión.</i>	9
a) <i>Primera etapa.</i>	9
b) <i>Segunda etapa.</i>	9
c) <i>Tercera etapa.</i>	9
d) <i>Cuarta etapa.</i>	10
1.1.2.2. Expansión Transmisión.	10
1.1.2.2.1. <i>Proyectos del plan de expansión de transmisión.</i>	11
1.1.3. VENTAJAS DE LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA.	12
1.2. OBJETIVO GENERAL.	12
1.3. OBJETIVOS ESPECIFICOS.	12
1.4. ALCANCE.	13
1.5. PROYECTO ELÉCTRICO DE 500KV	13
1.5.1. CARACTERÍSTICAS Y DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA.	14
1.5.2. CRONOLOGÍA DEL SISTEMA.	17
1.5.3. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO ELÉCTRICO DE LA SUBESTACIÓN PIFO.	17
CAPITULO II.....	20
CRITERIOS GENERALES DE DISEÑO.....	20
2.1. INTRODUCCIÓN A LAS PROTECCIONES.	20

2.2. RELÉS DE PROTECCIÓN.....	21
2.2.1. CARACTERÍSTICAS OPERATIVAS DEL RELÉ.....	21
2.2.1.1. Fiabilidad.....	21
2.2.1.2. Selectividad.....	22
2.2.1.3. Sensibilidad.....	23
2.2.1.4. Rapidez.....	23
2.2.1.5. Economía y Simplicidad.....	23
2.2.2. TIEMPOS DE OPERACIÓN DEL RELÉ.....	24
2.2.2.1. Instantáneas.....	24
2.2.2.2. Tiempo Diferido o con Retraso en Tiempo.....	24
2.2.3. CLASIFICACIÓN DE LOS RELÉS DE PROTECCIÓN SEGÚN SU FUNCIÓN.....	25
2.2.4. RELÉS ESTÁTICOS.....	25
2.2.4.1. Definición.....	25
2.2.4.2. Tipos de Relés.....	27
2.2.4.2.1. <i>Unidades tipo amplificador magnético.....</i>	27
2.2.4.2.2. <i>Unidades tipo puente rectificador.....</i>	27
2.2.4.2.3. <i>Unidades de estado sólido.....</i>	28
2.2.5. RELÉ NUMÉRICO.....	28
2.2.5.1. Definición.....	28
2.2.5.2. Funcionamiento de Relé Numérico.....	31
2.2.5.3. Software del Relé.....	33
2.2.5.4. Características Adicionales.....	34
2.2.5.4.1. <i>Muestra de valores medidos.....</i>	34
2.2.5.4.2. <i>Registro de disturbios.....</i>	35
2.2.6. CLASIFICACIÓN DE RELÉS NÚMERICOS SEGÚN SU TIPO.....	35
2.2.6.1. Relé de Sobrecorriente.....	35
2.2.6.1.1. <i>De manera instantánea.....</i>	35
2.2.6.1.2. <i>Con temporización de tiempo definido.....</i>	36
2.2.6.1.3. <i>Con temporización de tiempo inverso.....</i>	36
2.2.6.2. Relé de Sobrevoltaje.....	37
2.2.6.3. Relé Diferencial.....	37
2.2.6.4. Relé de Distancia.....	38
2.2.6.5. Relé Direccional.....	41
2.2.6.5.1. <i>Unidad de sobrecorriente:.....</i>	41
2.2.6.5.2. <i>Unidad direccional:.....</i>	41

2.3. TRANSFORMADORES DE MEDIDA Y PROTECCIÓN.....	41
2.3.1. DEFINICIÓN.....	41
2.3.2. FINALIDAD DE LOS TRANSFORMADORES DE MEDIDA Y PROTECCIÓN.....	42
2.3.3. REQUERIMIENTOS.....	43
2.3.4. TRANSFORMADOR DE CORRIENTE (TC).....	43
2.3.4.1. Definiciones.....	44
2.3.4.1.1. <i>Corriente primaria y secundaria nominal.....</i>	44
2.3.4.1.2. <i>Relación de transformación real.....</i>	44
2.3.4.1.3. <i>Relación de transformación nominal.....</i>	44
2.3.4.1.4. <i>Error de relación.....</i>	44
2.3.4.1.5. <i>Error de fase.....</i>	45
2.3.4.1.6. <i>Clase de precisión.....</i>	46
2.3.4.1.7. <i>Carga de precisión.....</i>	46
2.3.4.1.8. <i>Potencia de precisión.....</i>	46
2.3.4.1.9. <i>Nivel de aislamiento nominal.....</i>	46
2.3.4.1.10. <i>Corriente térmica nominal de corta duración (I_{th}).....</i>	46
2.3.4.1.11. <i>Corriente dinámica nominal (I_{din}).....</i>	46
2.3.4.1.12. <i>Corriente térmica permanente.....</i>	47
2.3.4.2. Especificaciones del Transformador de Corriente.....	47
2.3.4.3. Nivel de Aislamiento.....	47
2.3.4.4. Corriente Nominal Primaria.....	49
2.3.4.5. Corriente Nominal Secundaria.....	49
2.3.4.6. Corriente Nominal Térmica Continúa.....	50
2.3.4.7. Corriente Térmica de corto tiempo (I_{th}) y Corriente dinámica (I_{dyn}).....	50
2.3.4.8. Carga (Burden) y Exactitud.....	51
2.3.4.8.1. <i>Medición de corriente.....</i>	51
2.3.4.8.2. <i>Núcleos de medida.....</i>	52
2.3.4.8.3. <i>Núcleos de protección.....</i>	52
2.3.4.8.4. <i>Error compuesto.....</i>	52
2.3.4.9. Diferencia Entre un TC para Medida y otro para Protección.....	55
2.3.5. TRANSFORMADOR DE POTENCIAL.....	56
2.3.5.1. Definiciones.....	56
2.3.5.1.1. <i>Voltaje primaria y secundaria nominal.....</i>	56
2.3.5.1.2. <i>Relación de transformación real.....</i>	56

2.3.5.1.3.	<i>Relación de transformación nominal</i>	56
2.3.5.1.4.	<i>Error de relación</i>	56
2.3.5.1.5.	<i>Error de fase</i>	57
2.3.5.1.6.	<i>Clase de precisión</i>	58
2.3.5.1.7.	<i>Carga de precisión</i>	58
2.3.5.1.8.	<i>Potencia de precisión</i>	58
2.3.5.1.9.	<i>Coeficiente de puesta a tierra</i>	58
2.3.5.1.10.	<i>Red con neutro puesto a tierra</i>	58
2.3.5.2.	Especificaciones del Transformador de Potencial	59
2.3.5.3.	Tipos de Transformador de Potencial	59
2.3.5.4.	Nivel de Aislamiento	59
2.3.5.4.1.	<i>Niveles del aislamiento nominal según IEC</i>	59
2.3.5.4.2.	<i>Niveles básicos del aislamiento según IEEE/ANSI</i>	60
2.3.5.5.	Cargas y Clases de Exactitud.	61
2.3.5.5.1.	<i>Transformadores de voltaje para medida.</i>	62
2.3.5.5.2.	<i>Transformadores de voltaje para protección.</i>	62
CAPITULO III	64
SISTEMA DE PROTECCIONES EN LA SUBESTACIÓN.	64
3.1.	INTRODUCCIÓN.	64
3.2.	PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA.	65
3.2.1.	GENERALIDADES.	65
3.2.2.	CRITERIOS GENERALES DE EQUIPAMIENTO.	65
3.2.3.	PROTECCIÓN DIFERENCIAL.	65
3.2.3.1.	Tipos de Relés Diferenciales para Protección.	65
3.2.3.1.1.	<i>Protección diferencial usando relés de sobrecorriente temporizados.</i>	66
3.2.3.1.2.	<i>Protección diferencial usando relés diferenciales porcentuales.</i>	66
3.2.3.1.3.	<i>Protección diferencial usando relés diferenciales porcentuales con restricción de armónicos.</i>	66
3.2.4.	PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE.	66
3.2.4.1.	Sobrecorriente de Fase Instantánea.	66
3.2.4.2.	Protección de Falla a Tierra.	67
3.2.4.3.	Protección de Sobrecorriente para el Devanado Terciario.	67
3.2.4.4.	Protección del Transformador de Puesta a Tierra.	68
3.2.5.	PROTECCIONES MECÁNICAS.	69
3.2.5.1.	Relé de Presión Súbita o Válvula de Sobrepresión (SPR).	69
3.2.5.2.	Relé Buchholz.	70

3.2.5.3.	Detectores de Nivel de Aceite.	70
3.2.5.4.	Detectores de Temperatura.	70
3.2.5.5.	Relé de Imagen Térmica.	70
3.3.	PROTECCIÓN DE BARRAS.	72
3.3.1.	GENERALIDADES.	72
3.3.2.	DEFINICIÓN DE UNA PROTECCIÓN DE BARRAS.	72
3.3.2.1.	Protección Diferencial de Barras.	72
3.3.2.1.1.	<i>Protección diferencial de alta impedancia.</i>	<i>72</i>
3.3.2.1.2.	<i>Protección diferencial porcentual.</i>	<i>73</i>
3.3.2.1.3.	<i>Protección diferencial porcentual con alta impedancia moderada.</i>	<i>73</i>
3.3.2.2.	Protección Diferencial Parcial.	73
3.3.2.3.	Protección de Barras con Comparación Direccional.	73
3.3.2.4.	Zonas Diferenciales Combinadas.	74
3.3.3.	PROTECCIÓN DIFERENCIAL SEGÚN LA CONFIGURACIÓN DE LA SUBESTACIÓN.	74
3.3.3.1.	Barra Principal y Barra de Transferencia.	74
3.3.3.2.	Doble Barra.	74
3.3.3.3.	Disyuntor y Medio.	76
3.4.	PROTECCIÓN DE LÍNEAS.	77
3.4.1.	CARACTERÍSTICAS BÁSICAS.	77
3.4.1.1.	Confiabilidad.	77
3.4.1.1.1.	<i>La fiabilidad.</i>	<i>77</i>
3.4.1.1.2.	<i>La seguridad.</i>	<i>77</i>
3.4.1.2.	Selectividad y Coordinación.	78
3.4.1.3.	Velocidad o Tiempo de Despeje de Fallas.	78
3.4.1.4.	Sensibilidad de la Protección.	78
3.4.1.5.	Simplicidad.	78
3.4.2.	PROTECCIONES PRINCIPALES DE LÍNEA.	79
3.4.2.1.	Protección de Distancia.	79
3.4.2.2.	Protecciones de Sobre y Bajo Voltaje.	80
3.4.2.3.	Relé de Recierre y Verificación de Sincronismo.	80
3.5.	PROTECCIÓN DE REACTORES DE COMPENSACIÓN.	80
3.5.1.	GENERALIDADES.	80
3.5.2.	TIPOS DE REACTORES.	80
3.5.2.1.	Los reactores Shunt.	80
3.5.2.2.	Los Reactores Serie.	81

3.5.2.3.	Los Reactores de Alisamiento.	81
3.5.3.	PROTECCIÓN DEL REACTOR DE LÍNEA.	82
3.5.3.1.	Protecciones de Sobrecorriente y Diferencial de Reactor.....	82
3.5.3.2.	Protección Buchholz, Presión Súbita y Sobretemperatura.	83
3.5.3.3.	Protecciones de Sobre/Bajo Voltaje.....	84
3.5.3.4.	Efectos Sobre el Sistema de las Fallas de Reactores de Línea.....	84
3.5.3.4.1.	Sobrevoltaje.....	84
3.5.3.4.2.	Teledisparos.	84
3.5.3.4.3.	Saturación.	84
3.5.4.	PROTECCIÓN DEL REACTOR DE BARRA.	85
CAPITULO IV	86
APLICACIÓN DIRECTA A LA SUBESTACIÓN DE 500KV (S/E PIFO).	86
4.1.	INTRODUCCIÓN.	86
4.2.	PROTECCIÓN DEL AUTOTRANSFORMADOR MONOFÁSICO.	86
4.2.1.	PROTECCIÓN DIFERENCIAL.	86
4.2.2.	DETERMINACIÓN DEL TRANSFORMADOR DE CORRIENTE. ...	87
4.2.2.1.	Cálculo del TC en el Lado de 500kV.	88
4.2.2.2.	Cálculo del TC en el Lado de 230kV.	89
4.2.2.3.	Cálculo del TC en el Lado de 34.5kV	90
4.2.2.4.	Determinación de la Carga (Burden).	91
4.2.2.4.1.	Núcleo de medida.	91
4.2.2.4.2.	Núcleo de Protección	92
4.2.2.4.3.	Determinación del Factor Límite de Precisión (FLP).	93
4.2.2.5.	Corriente Térmica de Corto Tiempo (I _{th}).....	94
4.2.2.6.	Corriente Dinámica (I _{dyn})	94
4.2.3.	RESUMEN DEL CÁLCULO DE TC's	94
4.2.4.	CÁLCULO DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DEL AUTOTRANSFORMADOR.	96
4.2.5.	AJUSTES DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL.	100
4.2.6.	CONEXIÓN DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL	100
4.2.7.	DESCRIPCIÓN DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL ABB RET 670.[21]	101
4.3.	PROTECCIÓN DE BARRAS, CONFIGURACIÓN DISYUNTOR Y MEDIO “1½”.	103
4.3.1.	ESPECIFICACIÓN DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE. 104	
4.3.1.1.	Transformador de Corriente Barra A.....	105

4.3.1.2.	Transformador de Corriente Barra B.....	105
4.3.2.	ESPECIFICACIÓN DE LA PROTECCIÓN DE ALTA IMPEDANCIA PARA LA BARRA.	106
4.3.3.	CÁLCULO DE AJUSTES DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL..	109
4.3.3.1.	Para Máxima Falla Trifásica.....	109
4.3.3.2.	Para Máxima Falla Monofásica.....	110
4.3.4.	CONEXIÓN DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL.....	111
4.3.5.	DESCRIPCIÓN DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL ABB REB 670 [21].	112
4.4.	PROTECCIÓN DE LA LÍNEA PIFO - YAGUACHI.	115
4.4.1.	SELECCIÓN DEL ESQUEMA DE PROTECCIÓN DE LÍNEA.	116
4.4.1.1.	Importancia y Función de la Línea.....	116
4.4.1.2.	Factores del Sistema.....	116
4.4.2.	CARACTERÍSTICAS DE LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA.	117
4.4.2.1.	Impedancia.....	117
4.4.2.2.	Mho.....	117
4.4.2.3.	Mho Offset.	117
4.4.2.4.	Reactancia.....	117
4.4.2.5.	Cuadrilateral.....	118
4.4.2.6.	Lenticular.....	118
4.4.3.	ZONAS DE LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA.....	118
4.4.4.	ESPECIFICACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE PROTECCIÓN.....	120
4.4.4.1.	Transformador de Corriente.....	120
4.4.4.2.	Transformador de Potencial.....	121
4.4.4.2.1.	<i>Determinación de la relación de transformación.</i>	121
4.4.4.2.2.	<i>Determinación del Burden</i>	121
4.4.4.2.3.	<i>Especificaciones de los transformadores de potencial.</i>	121
4.4.5.	CALCULO DE AJUSTE DE LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA ...	122
4.4.5.1.	Ajuste de la Zona 1 de Protección.....	124
4.4.5.2.	Ajuste de la Zona 2 de Protección.....	124
4.4.5.3.	Ajuste de la Zona 3 de Protección.....	125
4.4.6.	CONEXIÓN DE LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA.....	126
4.4.7.	DESCRIPCIÓN DE LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA ABB REL 670 [22].	126
4.5.	PROTECCIÓN REACTOR DE LÍNEA.....	129
4.5.1.	PRINCIPALES TIPOS DE FALLAS EN REACTORES DE LÍNEA. 130	

4.5.2. PROTECCIÓN DIFERENCIAL DEL REACTOR.....	130
4.5.2.1. Calculo del TC en el Lado de 500kV.	131
4.5.2.2. Ajuste de la Protección Diferencial del Reactor.	132
4.5.3. CONEXIÓN DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL.....	132
CAPÍTULO V	134
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	134
5.1. CONCLUSIONES.	134
5.2. RECOMENDACIONES.	136
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.	137
GLOSARIO Y SIMBOLOGÍA.	139
ANEXO A	142
“Mapa Eléctrico del Sistema Nacional de Transmisión”	142
ANEXO B	144
“Diagrama Unifilares del S.N.I”	144
ANEXO C	146
“Mapa Geográfica, Sistema de Transmisión de 500kV”	146
ANEXO D	148
“Vista Aérea del Área de la Futura Subestación Pifo”	148
ANEXO E	150
“Datos de corrientes y potencias de la S/E”	150
ANEXO F	153
“Simbología según norma ANSI/IEEE e IEC”	153
ANEXO G	173
“Diagrama Unifilar del sistema de 500kV, con sus protecciones”	173

RESUMEN

Este trabajo presenta un estudio sobre el esquema de protecciones eléctricas, primeramente se da a conocer las características particulares de los relés, considerando aspectos tales como su confiabilidad, selectividad, fiabilidad, sensibilidad y rapidez. Además se presenta los diversos tipos de relés mostrando sus principales características y funcionalidad y también tomando en cuenta el tipo de operación. Por último se hace una reseña de los relés según su evolución, así se tiene relés de diferente tecnología como son los estáticos y los numéricos, que al momento son los más utilizados en sistemas de protección.

A continuación se presenta una descripción detallada del tipo de protecciones necesarias para la protección de un transformador, esquema de barras, línea de transmisión y reactor, incluyendo los problemas y fallas más comunes en cada uno de los elementos.

Finalmente se hace un ejemplo de aplicación a la subestación Pifo, considerando los criterios de protección como el ajuste de la protección diferencial al autotransformador, al esquema de barras en disyuntor y medio, al reactor de línea, y la protección de distancia de la línea Pifo-Yaguachi.

PRESENTACIÓN

El presente proyecto consiste en la descripción y aplicación de un esquema de protecciones y se encuentra organizado de la siguiente manera:

El Capítulo 1 contiene una breve definición actual del sistema eléctrico ecuatoriano dividido en generación, transmisión y distribución y luego una descripción de los futuros proyectos eléctricos a ser implementados el cual incluye el sistema de 500kV y en particular la subestación Pifo, sobre la cual se realiza la aplicación.

En el Capítulo 2 se hace un enfoque en general de las características de los relés que intervienen en un esquema de protecciones, se da los principios de funcionamiento de los relés estáticos y numéricos, además se incluye también criterios de selección para transformadores de corriente y de potencial bajo Normas IEC y ANSI-IEEE.

En el Capítulo 3 se hace un análisis de los elementos a proteger como son el banco de autotransformadores, el esquema de barras, la línea Pifo-Yaguachi y el reactor de línea, poniendo énfasis en las protecciones que necesitan dichos elementos.

En el Capítulo 4, se presenta el ejemplo de aplicación del esquema de protecciones a los elementos descritos en el Capítulo 3 pero únicamente se ha desarrollado una protección por elemento.

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

Debido a la creciente demanda energética en nuestro medio, el gobierno nacional, está empeñado en satisfacer dicha demanda por medio de varios proyectos hidroeléctricos para evitar en el futuro posibles cortes de energía, tratando de reducir el costo de la energía y uso de derivados de petróleo.

Para cumplir con la meta de abastecer satisfactoriamente la demanda es necesario adoptar técnicas que permitan transportar la energía eléctrica de manera conveniente, desde los centros de generación hacia los centros de consumo. Como en nuestro caso, que por la ubicación geográfica de los grandes proyectos de centrales hidroeléctricas, es necesario el empleo de líneas de transmisión de alta tensión con capacidad para transportar grandes cantidades de energía a través de largas distancias. Para satisfacer de forma eficiente estos requerimientos ha sido necesario incrementar cada vez más los niveles de voltaje, llegando a transmitir a niveles de extra alta tensión, con voltajes superiores a los 230kV, y como alternativa a los 500kV.

Para el progreso del sistema de transmisión ecuatoriano se está considerando la implementación de líneas y subestaciones a nivel de 500kV, ya que la mayoría de países sudamericanos tales como: Colombia, Venezuela, Argentina, Uruguay, Brasil y Chile ya han incorporado a sus sistemas de transmisión niveles de extra alto voltaje.

En base al Plan Maestro de Electrificación 2007-2016 [1], se describirá las características actuales y futuros proyectos del sector eléctrico ecuatoriano.

1.1. GENERALIDADES.

Debido a las situaciones económicas del sector eléctrico y las deficientes producciones y desaprovechamiento en la producción de energía, se hace brevemente la descripción actual del sistema de generación, transmisión, y

distribución, tomando en cuenta los aspectos deficientes al que se ha llegado a tener.

1.1.1. SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO ACTUAL.

A continuación se hace una breve descripción de la evolución y situación actual de los sistemas de generación, transmisión y distribución. Dando mayor énfasis a los dos primeros, con el fin de justificar la necesidad de la red de 500 kV y por ende el desarrollo del presente trabajo.

1.1.1.1. Características de la Generación.

La escasa inversión en generación hidroeléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos naturales ha obligado al sector eléctrico y al país, a depender mucho de la importación de energía y el uso ineficiente de productos derivados del petróleo, esto ha ocurrido debido a la inestabilidad política y malos gobiernos que no ponen mucho énfasis en la producción energía.

Para evidenciar este hecho, en el periodo de análisis, 1997-2006, la producción efectiva de las centrales de generación hidroeléctricas ha disminuido con respecto de la oferta total de generación variando del 55% de la potencia efectiva en 1997, a diciembre de 2006, resultado que se considera desfavorable desde el punto de vista económico energético y ambiental.

A esto se suma el escaso interés que en general ha existido por parte de los inversionistas privados, debido a las siguientes causas:

- Alta inversión inicial;
- Altos riesgos durante la construcción;
- Largos periodos de recuperación de la inversión;
- Inestabilidad política.

El actual parque de generación del país tiene una potencia instalada total de 4624 MW, constituida por: 2194 MW de generación térmica, 2030 MW de generación hidráulica y 400 MW por importación de energía [1].

La capacidad de generación hidráulica está concentrada principalmente en las cinco centrales más grandes del país que son: Paute (1075 MW), San

Francisco (230 MW), Marcel Laniado (213 MW), Agoyán (156 MW) y Pucará (74 MW).

Debido al hecho de que la capacidad de generación instalada en el país en los últimos años ha sido menor que el incremento de la demanda con un déficit estimado de 100 MW anuales, ha sido necesario importar energía de países vecinos como Colombia y Perú, a través de las interconexiones internacionales, con capacidades nominales de 250 MW a través de la línea Pomasqui – Jamondino, 110 MW a través de la línea Zorritos – Machala y 40 MW que llegan desde Colombia a la Empresa Eléctrica Regional Norte, que en conjunto suman 400 MW, valor que supera la capacidad de generación de la segunda central hidroeléctrica más grande del país. Aún así, en determinados momentos se ha tenido el riesgo de no poder satisfacer la demanda, ante lo cual se ha tenido que importar grandes volúmenes de diesel para el funcionamiento de centrales térmicas antiguas y muy ineficientes.

A pesar de que en los dos últimos años se ha incorporado nuevas centrales de generación no se ha podido satisfacer la demanda en condiciones de autonomía y al momento el país sigue dependiendo de la importación de energía. Además la nueva generación incorporada es en su gran mayoría del tipo no renovable, razón por la que no se está contribuyendo en mejorar la eficiencia del sistema y el impacto ambiental.

Con el fin de superar esta falta de producción de energía de forma autónoma, es necesario aprovechar el potencial hidrológico del país en grandes proyectos de generación hidráulica y fomentar el uso de energías renovables.'

1.1.1.2. Características de la Transmisión

La transmisión está a cargo de una única empresa que es la Compañía Nacional de Transmisión de Energía, Transelectric S.A, con lo que le hace un monopolio natural. Su principal objetivo dentro del Sistema Nacional de Transmisión (SNT) es transportar la energía eléctrica desde la generación hacia la carga, para esto cuenta con 33 subestaciones y alrededor de 3182 km de líneas de transmisión a niveles de 230 kV y 138 kV [2].

A nivel de 230 kV se forma un anillo troncal conformado por líneas de doble circuito y que une las subestaciones de: Molino (Paute), Milagro, Pascuales (Guayaquil), Quevedo, Sto. Domingo, Santa Rosa (Quito), Totoras (Ambato), Riobamba, regresando a Molino (Paute) para cerrar el anillo. Con esto se consigue vincular a la central más grande del país que es Paute con los principales centros de consumo: Guayaquil y Quito. A más del anillo troncal, con el fin de evacuar la generación de la central hidroeléctrica Paute, se tiene una línea adicional de doble circuito a nivel de 230 kV y que une las subestaciones de Molino, Pascuales y Trinitaria en Guayaquil. Finalmente a este nivel de tensión se tienen las líneas para las interconexiones internacionales. Para la interconexión con Colombia se tiene la línea doble circuito Pomasqui – Frontera, que en el lado colombiano llega hasta la subestación Jamondino. Mientras que para la interconexión con Perú se tiene la línea Machala – Frontera Perú, que a su vez se une con la subestación Zorritos en Perú.

De las subestaciones del anillo troncal se derivan líneas radiales a nivel de 138 kV y 69 kV que permiten alcanzar el resto de centros de generación y consumo del país. De esta manera se completa el Sistema Nacional de Transmisión que cubre casi todo el territorio ecuatoriano a excepción de algunas zonas aisladas del Oriente y las Islas Galápagos. El Anexo A muestra la configuración del SNT y la distribución geográfica de las subestaciones, líneas de transmisión y de los principales centros de generación y consumo.

Las subestaciones del SNT son en su mayoría aisladas en aire y por lo tanto usan equipamiento de tipo convencional, salvo pocas excepciones que son de tipo compacto aisladas en SF₆, como es el caso de la S/E Policentro y los patios de maniobras de las centrales Paute, Agoyán y Trinitaria. En lo que respecta a la configuración de las S/E, el uso del esquema de barras se aplica en función del nivel de tensión, así a nivel de 230 kV el esquema predominante es el de doble barra con un disyuntor, mientras que nivel de 138 kV y 69 kV se usa el esquema de barra principal y transferencia salvo pocas excepciones a nivel de 138 kV que tienen esquema de doble barra y un disyuntor. El Anexo B muestra dos diagramas del Sistema Nacional Interconectado (SNI), el primero es un

diagrama unifilar simplificado y el segundo es un diagrama unifilar en donde se incluye los esquemas de barra en las subestaciones.

La capacidad máxima de los transformadores del SNT es de 6720 MVA provenientes de 10 transformadores y 90 autotransformadores, de los cuales aproximadamente un 10 % (10 autotransformadores) corresponde a la reserva. Con el fin de mantener los niveles de voltaje en barras de subestaciones dentro de los rangos establecidos por el CONELEC, el SNT tiene instalados en algunas de sus S/E bancos de condensadores con un total de 57 MVA y bancos de reactores en derivación con un total de 100 MVA.

El SNT aquí descrito ha mantenido su estructura básica de transmisión desde hace muchos años, que en contraste con la realidad actual y futura de oferta y demanda requerirá de nuevos proyectos, como se verá más adelante en la sección 1.2.

1.1.1.3. Características de la Distribución.

Dado que la distribución de energía eléctrica no tiene incidencia sobre el presente trabajo que se enfoca más bien en la protección de S/E en EHV, se hará una descripción muy simplificada del sistema de distribución más bien para dar un enfoque global del sistema eléctrico ecuatoriano.

El objetivo primario de la distribución es suministrar energía eléctrica a los clientes a nivel nacional. Para cumplir con este objetivo existen 20 empresas eléctricas de distribución que funcionan como sociedades anónimas, a excepción del área de concesión de Guayaquil que está a cargo de la CATEG. Sin embargo el desempeño de estas empresas eléctricas no ha sido el deseado dentro del sector, lo cual ha acarreado problemas financieros en las áreas de transmisión y generación pues los recursos de estas áreas dependen de la gestión de la distribución.

Entre los problemas técnico-administrativos más importantes de las empresas de distribución se tiene [1]:

- Altas pérdidas de energía eléctrica.
- Fallas en la facturación y en la recaudación.

- Baja eficiencia y elevado gasto en administración, operación y mantenimiento.
- Falta de información confiable y actualizada.
- Falta de planificación en la gestión.
- Falta de planificación para la expansión.
- Falta de inversión en infraestructura.
- Equipos y redes en condiciones de saturación y/o obsolescencia.
- Inadecuada calidad del servicio.
- Alta injerencia política en la gestión gerencial.

Para superar estas ineficiencias del actual sistema de distribución será necesario mejorar la operación administrativa de las empresas de distribución y las condiciones técnicas del sistema para mejorar la calidad del servicio eléctrico.

En base a esto factores analizados de manera individual dentro la apreciación del sistema eléctrico, llevo a concluir sobre la necesidad urgente de implementar cambios profundos en el sistema eléctrico ecuatoriano, para cual se pone en consideración de la nueva generación en base a grandes proyectos eléctricos, la construcción de una línea de 500kV de una longitud de 300km, que unirá los principales centros de carga de Quito y Guayaquil.

Actualmente el gobierno ecuatoriano, se ha propuesto la realización de nuevos proyectos eléctricos, principalmente en el área de generación de energía. Estos proyectos han sido debidamente aprobados por el CONELEC y se los describen en el Plan Maestro de Electrificación 2006 – 2017 que deberán ser implementados en este período de tiempo, tiene como fin el garantizar abastecimiento de la demanda y reducir el precio de la energía. Como parte del referido plan consta también el plan de expansión para la transmisión presentado por Transelectric S.A. que servirá de base para la aplicación de este trabajo. De todos los proyectos previstos como parte de la expansión del sistema eléctrico ecuatoriano se pondrá énfasis únicamente en lo relacionado con el sistema de transmisión a 500kV que es el área de interés dentro del proyecto. Con este fin, a continuación se hace una breve descripción de la expansión de la generación y transmisión, en donde se destaca el sistema de 500 kV.

1.1.2. EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO.

A continuación se hace un resumen de los planes de expansión de la generación y transmisión del sistema eléctrico ecuatoriano.

1.1.2.1. Expansión de la Generación.

El principal objetivo de implementar la expansión del parque de generación es asegurar el abastecimiento de la demanda del país contribuyendo a mejorar la eficiencia del sector eléctrico, con miras a una producción energética que permita el autoabastecimiento interno e inclusive la exportación de energía. Para esto, dentro de la expansión de la generación se ha considerado el utilizar recursos naturales renovables y principalmente el alto potencial hidrológico que hasta el momento no ha sido aprovechado.

De los estudios que se han realizado para la elaboración del plan de expansión en generación, una vez establecida la oferta de energía necesaria en los próximos 10 años, se define una estrategia para la implementación de esta oferta. En primer lugar se ha incluido la ejecución de grandes y medianos proyectos hidroeléctricos para garantizar el suministro de energía en el largo plazo. Estos proyectos serán desarrollados en las vertientes del Amazonas y del Pacífico ya que tienen complementariedad hidrológica aunque no igual potencial de producción energética, teniendo la vertiente del Amazonas un potencial mucho mayor.

En vista de que los grandes proyectos hidroeléctricos no constituyen una solución en el corto plazo, se ha incluido como parte de la estrategia de expansión el incorporar nueva generación térmica eficiente y de bajo costo para satisfacer en condiciones de autonomía la demanda mientras se incorporen los proyectos hidroeléctricos. Finalmente se considera la implementación de nuevas centrales termoeléctricas cuyo fin será el de reemplazar la capacidad térmica que haya llegado al final de su vida útil o que por el tipo de combustible sea ineficiente. Además, la importancia de contar con esta nueva capacidad térmica es asegurar el abastecimiento en caso de presentarse condiciones hidrológicas desfavorables.

La importación de energía desde los países vecinos seguirá vigente hasta alcanzar las condiciones de autonomía para luego inclusive considerar la

exportación de energía. Sin embargo será necesario crear acuerdos con condiciones de equidad entre los países involucrados.

Dentro del plan de expansión de la generación se ha incluido: los proyectos que al momento están en fase de construcción, aquellos que tienen un contrato firmado con el CONELEC o que estén impulsados por el gobierno pero que aún no ha iniciado su construcción y los que tienen certificado de concesión. La Tabla 1.1 muestra el listado de estos proyectos en donde se especifica su estado de avance, el tipo de proyecto, la potencia en bornes del generador y el año estimado en que está prevista su entrada en operación.

Tabla 1.1. Plan de expansión de la generación 2007 – 2016 [1]

PROYECTO	TIPO	ESTADO DE AVANCE	POTENCIA [MW]	AÑO DE INGRESO
Ecoelectric	Biomasa	En construcción	30	2007
Power Barge II	Termoeléctrico	En construcción	50	2008
II Interconexión con Colombia.	Interconexión	En construcción	250	2008
Termoeléctricas de corto plazo	Termoeléctrico	Constan en el plan de expansión.	300	2008
Hidrotambo	Hidroeléctrico	En construcción	8	2008
Chorrillos	Hidroeléctrico	En construcción	4	2008
Salinas	Eólico	Futura construcción	10	2009
Villonaco	Eólico	En construcción	15	2009
Mazar	Hidroeléctrico	En construcción	190	2009
Ocaña	Hidroeléctrico	Futura construcción	26	2009
Sigchos	Hidroeléctrico	Futura construcción	17	2009
Hidrovictoria	Hidroeléctrico	Futura construcción	10	2009
Machala (Fase II)	Gas ciclo combinado	Futura construcción	95	2010
Apaquí	Hidroeléctrico	Futura construcción	36	2010
Topo	Hidroeléctrico	Futura construcción	23	2010
Pilaló	Hidroeléctrico	Futura construcción	9	2010
Machala (Fase III)	Gas ciclo combinado	Futura construcción	87	2011
Angamarca	Hidroeléctrico	En construcción	75	2011
Sopladora	Hidroeléctrico	Futura construcción	313	2011
Toachi - Pilatón	Hidroeléctrico	Futura construcción	228	2012
Grandes bloques de generación. (*)	Hidroeléctrico	Bajo concesión.	2050	Entre 2010 y 2014
TOTAL DE POTENCIA EN BORNES DE GENERADOR [MW]:			3826	
(*) Coca Codo Sinclair (1500 MW), Minas (300 MW), La Unión (80 MW) y Chepsi (167 MW)				

1.1.2.1.1. Etapas del plan de expansión.

De acuerdo con la entrada en operación de los proyectos descritos en la Tabla 1.1, la implementación del plan de expansión de generación se ha dividido en cuatro etapas que se describen a continuación.

a) Primera etapa.

Comprende entre los años 2007 y 2009, año en el cual se tiene previsto el ingreso de Mazar. Durante este período de tiempo se deberá haber incorporado al menos 300 MW de generación térmica con el fin de abastecer la demanda en condiciones de autonomía y sin riesgo de racionamiento. Es decir, esta etapa corresponde a la acción de corto plazo. Además, cabe indicar que el SNT tiene la capacidad suficiente para evacuar esta generación considerando que se ubique en lugares estratégicos como: Manta, Santa Elena, Santo Domingo y Machala.

b) Segunda etapa.

Es el periodo comprendido entre la entrada del proyecto Mazar 2009 hasta el 2012, se espera la entrada en operación del proyecto Sopladora que tendría como disponible los 313 MW, más un bloque de generación hidroeléctrica de 400 MW. En esta etapa no es necesario instalar generación termoeléctrica adicional sino sólo la suficiente para reemplazar la generación térmica ineficiente, que use diesel o que haya cumplido con su vida útil. El SNT deberá adecuarse a estas nuevas condiciones.

c) Tercera etapa.

Corresponde al período de tiempo comprendido entre los años 2012 y 2014, en donde la entrada en operación de grandes centrales hidroeléctricas como Toachi Pilatón más un bloque de alrededor de 1700 MW de generación hidráulica, dentro del cual se incluye la central Coca Codo Sinclair. La entrada de esta generación permitiría alcanzar el objetivo de largo plazo. En esta etapa no se tiene previsto el ingreso de nueva generación termoeléctrica. Sin embargo, el SNT deberá incorporar la infraestructura adecuada para evacuar este gran volumen de producción.

d) Cuarta etapa.

Es la etapa final del plan de expansión de generación y considera el período comprendido entre los años 2014 y 2016 en donde si bien no se considera la entrada en operación de nuevas centrales hidroeléctricas sí se advierte el uso de la generación termoeléctrica para contrarrestar posibles niveles críticos de estiaje previstos para estos años.

Los proyectos resaltados en la Tabla 1.1 corresponden a los de mayor magnitud y que como se verá más adelante estarán relacionados con el sistema de transmisión de 500kV. Así, el proyecto hidroeléctrico Mazar de Hidropaute S.A está ubicado aguas arriba de la Central Paute-Molino y aportará 190 MW al parque de generación. El segundo proyecto de interés es Sopladora también de Hidropaute S.A y que estaría ubicada aguas abajo de la Central Paute-Molino, tendrá una capacidad aproximada de 313 MW y se prevé su ingreso para finales del año 2011. Finalmente el proyecto más importante por su capacidad de producción es Coca Codo Sinclair que se ubica en la vertiente del Amazonas, Provincia del Napo y pretende aprovechar el potencial del río Coca que de los estudios realizados brinda su mejor potencial en el sitio denominado Codo Sinclair, localizado entre las provincias de Napo y Sucumbios. Si bien los primeros estudios realizados en la época del ex INECEL definieron al proyecto con una capacidad de 859 MW, al momento se tiene previsto una capacidad de 1500 MW que permitirá no sólo satisfacer la demanda en condiciones de autonomía sino también la posibilidad de exportar energía. Al momento todavía no se tiene los diseños definitivos del proyecto, ya que ha sido necesario actualizar los diseños anteriores, sin embargo se tiene previsto que Coca Codo Sinclair entre en operación entre los años 2013 y 2014.

1.1.2.2. Expansión Transmisión.

La elaboración del plan de expansión del SNT está a cargo de Transelectric S.A., y previa aprobación por parte del CONELEC, y es ejecutado a cargo de la misma empresa de transmisión. La última versión aprobada del plan de expansión, corresponde al plan 2007 – 2016. Sin embargo, una segunda versión que considera el período 2008 – 2017 ha sido presentada en mayo de 2008 y al

momento se encuentra en proceso de aprobación. Para el presente proyecto se considerará la última versión del plan, es decir la versión 2008 – 2017, puesto que se ha hecho pequeñas modificaciones en el sistema de 500 kV.

El principal objetivo del plan de expansión de transmisión es definir y ejecutar los proyectos necesarios para que el SNT tenga la capacidad de transportar la energía producida desde los centros de generación hacia los centros de consumo adaptándose a las nuevas condiciones que imponen la oferta y la demanda, cumpliendo siempre con las regulaciones pertinentes. Sin embargo, a pesar de que con el actual plan de expansión de generación se tiene mayor certeza a cerca de la ubicación y ejecución de las centrales de generación, aún existe incertidumbre respecto de la entrada en operación de algunos proyectos.

1.1.2.2.1. Proyectos del plan de expansión de transmisión.

El plan de expansión de transmisión ha sido elaborado en función de la proyección de la demanda y del plan de expansión de generación, descritos en las secciones anteriores. Así, durante las dos primeras etapas de expansión de la generación se ha previsto realizar los proyectos necesarios para reforzar el SNT a nivel de 230kV. Mientras que en la tercera etapa, se tiene dispuesta la incorporación de un sistema de transmisión a nivel de 500kV.

Dentro de los proyectos previstos están:

- Ampliación de S/E existentes.
- Incrementar la capacidad de transformación de reserva del SNT.
- Modernización de S/E.
- Nuevos sistemas de transmisión a nivel de 230kV y 138kV.
- Adicionar compensación reactiva y capacitiva.
- Construcción de nuevas subestaciones.
- Sistema de transmisión a nivel de 500kV.
- Interconexiones internacionales.

Con el desarrollo de estos proyectos se conseguirá mejorar la condición operativa del SNT, mejorar los niveles de calidad y confiabilidad del sistema,

mantener los voltajes de barra en niveles adecuados y disminuir el porcentaje de pérdidas.

1.1.3. VENTAJAS DE LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA.

Entre las principales ventajas de implementar los proyectos de generación previstos, junto con un reforzamiento del actual sistema de transmisión y la implementación del sistema de 500kV, se puede mencionar las siguientes:

- Abastecimiento de la demanda en condiciones de autonomía.
- Reducción de los efectos de estiaje debido a la complementariedad entre los proyectos de la vertiente del Pacífico y Amazónica.
- Mayor aporte por parte de generación hidroeléctrica y mejor uso del recurso hídrico del país.
- Disminución del parque termoeléctrico y en consecuencia disminución del uso de combustibles fósiles para la producción de energía reduciendo la importación de este tipo de combustible y el impacto ambiental.
- Reducción de los precios de la energía.
- Interconexiones internacionales a nivel de 500kV con países vecinos.
- Reducción de la importación de energía e incluso posible exportación de energía a países vecinos.

1.2. OBJETIVO GENERAL.

Como objetivo, el presente proyecto intenta ser una guía para el estudio de las protecciones estableciendo y aplicando criterios para definir el sistema de protecciones eléctricas a nivel de 500 kV. Además se desarrolla la metodología de protección para sistemas eléctricos de potencia, tomando en cuenta los principales componentes como son: el transformador de potencia, el esquema de barras, las líneas de transmisión y los reactores de línea.

1.3. OBJETIVOS ESPECIFICOS.

Con el propósito de cumplir con el objetivo general, se establecen los siguientes objetivos específicos:

- Describir y analizar la transmisión de energía a 500 kV prevista para el sistema ecuatoriano.
- Definir el concepto de los diferentes tipos de protecciones, sus configuraciones, avances tecnológicos en sistemas de 500 kV.
- Establecer parámetros generales de protección a aplicar, tanto en la línea de transmisión Pifo-Yaguachi, y subestación Pifo.
- Aplicar los criterios para determinar las protecciones de la subestación Pifo, con sistema de disyuntor y medio.

1.4. ALCANCE.

Al analizar los diferentes tipos de protecciones que puedan presentarse en la subestación, mediante el estudio de equipos correspondientes a 500kV, se debe establecer los ajustes de protección de alto voltaje, con el fin de garantizar el nivel de seguridad, selectividad, rapidez y confiabilidad requeridas en el sistema eléctrico de transmisión.

Aplicar los procedimientos de selección de elementos de protección a nivel de 500 kV, con el fin de minimizar los daños en los equipos y maximizar la continuidad de servicio ante la ocurrencia de fallas, usando equipos de protecciones de última tecnología.

Antes de hacer la selección de las protecciones se debe conocer en sí el sistema a proteger, tomando en cuenta su función y desempeño en el sistema de potencia para lo cual el siguiente literal se describe en proyecto de 500kV.

1.5. PROYECTO ELÉCTRICO DE 500KV

El sistema nivel de 500 kV se justifica a partir del crecimiento de la oferta de generación hidroeléctrica, principalmente por la incorporación de los grandes proyectos como Coca Codo Sinclair y Sopladora además de otros más pequeños como: Toachi Pilatón, La Unión, Minas y Chepsi. El ingreso de estos proyectos dará como resultado la disminución de la generación termoeléctrica ubicada en Guayaquil. Por consiguiente, con el fin de abastecer a este importante centro de carga es necesario contar con un sistema de transmisión de gran capacidad que permita evacuar grandes bloques de potencia hacia el SIN. En caso de no contar

con un sistema de estas características, el actual anillo troncal de transmisión estaría altamente solicitado dando como resultado altas pérdidas, bajos perfiles de voltaje, necesidad de incrementar compensación capacitiva y en definitiva podría suscitarse un colapso del sistema por contingencia en líneas. De aquí la importancia de contar con el sistema de transmisión de 500 kV que brinde seguridad y confiabilidad operativa al sistema nacional interconectado.

La definición preliminar de un sistema de transmisión a nivel de 500 kV estuvo a cargo de una empresa consultora japonesa Nipón Koei Co. Ltd. que definió la necesidad de una línea en este nivel de tensión entre Sopladora y la ciudad de Guayaquil. De aquí en adelante los estudios realizados por Transelectric S.A han definido la pre-factibilidad de un sistema más completo y que considera las condiciones de expansión de generación vigentes [2]. El sistema expuesto en el último plan de expansión presentado al CONELEC considera un sistema de transmisión a nivel de 500 kV para evacuar la generación de Coca Codo Sinclair hasta una subestación ubicada en las cercanías de Quito, en Pifo. De la misma forma, se evacuará la producción de Sopladora hasta otra subestación ubicada en las inmediaciones de Guayaquil, en Yaguachi. Finalmente estas dos subestaciones se interconectarán para unir estos dos grandes centros de carga y formar así el sistema de transmisión Quito – Guayaquil a 500 kV.

El Anexo C muestra la ubicación geográfica de las subestaciones y el posible recorrido de las líneas del sistema de 500 kV antes descrito.

1.5.1. CARACTERÍSTICAS Y DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA.

El sistema de transmisión a nivel de 500 kV está constituido por cuatro líneas de transmisión y cuatro subestaciones: S/E Coca Codo Sinclair, S/E Pifo, S/E Yaguachi y S/E Sopladora. Adicionalmente se tiene líneas a nivel de 230 kV relacionadas con el sistema.

Sistema Pifo – Coca Codo Sinclair.- está concebido como un sistema de transmisión de 500 kV que va desde la central de generación Coca Codo Sinclair hacia la S/E Pifo. Este sistema está formado por dos líneas de transmisión simple circuito con el fin de incrementar la seguridad y confiabilidad del SNI ya que se

reduce el riesgo de pérdida de generación, que por su gran magnitud podría ocasionar el colapso del SNI. Además, debido al hecho de que en el actual plan de expansión de generación no consta Termoriente para abastecer a la provincia de Sucumbios, será necesario construir una línea de transmisión entre Quito (Pifo) y Nueva Loja a nivel de 230 kV, para luego tener una línea Coca Codo Sinclair – Nueva Loja.

Sistema de transmisión Yaguachi – Sopladora.- tiene como objetivo evacuar la generación de la central Sopladora hasta la S/E Yaguachi a través de una línea a nivel de 500 kV. Además, se tiene previsto que en el futuro esta línea también permita evacuar la producción del proyecto de generación Cardenillo de 400 MW de capacidad y que se ubicaría 10 km aguas debajo de Sopladora.

Asociadas a este sistema se tiene también dos líneas a nivel de 230 kV que permitirán interconectar las subestaciones de Molino y Sopladora, con la finalidad de incrementar la confiabilidad en la operación de las centrales Mazar, Paute y Sopladora.

Sistema de transmisión Pifo – Yaguachi.- este sistema permitirá enlazar los dos principales centros de carga del país con los grandes sistemas de generación. El recorrido preliminar de esta línea sería: Quito (Pifo), Ambato, Guaranda, Babahoyo y Guayaquil (Yaguachi).

La Tabla 1.2 muestra un resumen de las líneas asociadas al sistema de 500 kV, mientras que la figura 1.1 muestra un diagrama unifilar del sistema, donde se ilustra las centrales de generación, subestaciones y líneas de transmisión anteriormente descritas.

Tabla 1.2. Líneas de transmisión asociadas al sistema de 500 kV [4]

Línea	Nivel de Voltaje (kV)	Longitud (km)	Número de Circuitos	Tipo de Conductor.
Pifo - Yaguachi	500	300	1	4 x 750 ACAR
Pifo – Coca Codo Sinclair I	500	125	1	4 x 750 ACAR
Pifo – Coca Codo Sinclair II	500	125	1	4 x 750 ACAR
Yaguachi - Sopladora	500	180	1	4 x 750 ACAR
Molino – Sopladora	230	6	2	ACAR 1200
Sopladora – Enlace Riobamba y Totoras	230	6	2	ACAR 1200
CC Sinclair – Nueva Loja	230	70	2	ACAR 1200

De los estudios preliminares del sistema se ha definido que todas las líneas a nivel de 500 kV estarán dispuestas en haz de 4 conductores por fase con el fin de disminuir el efecto corona y la radio interferencia.

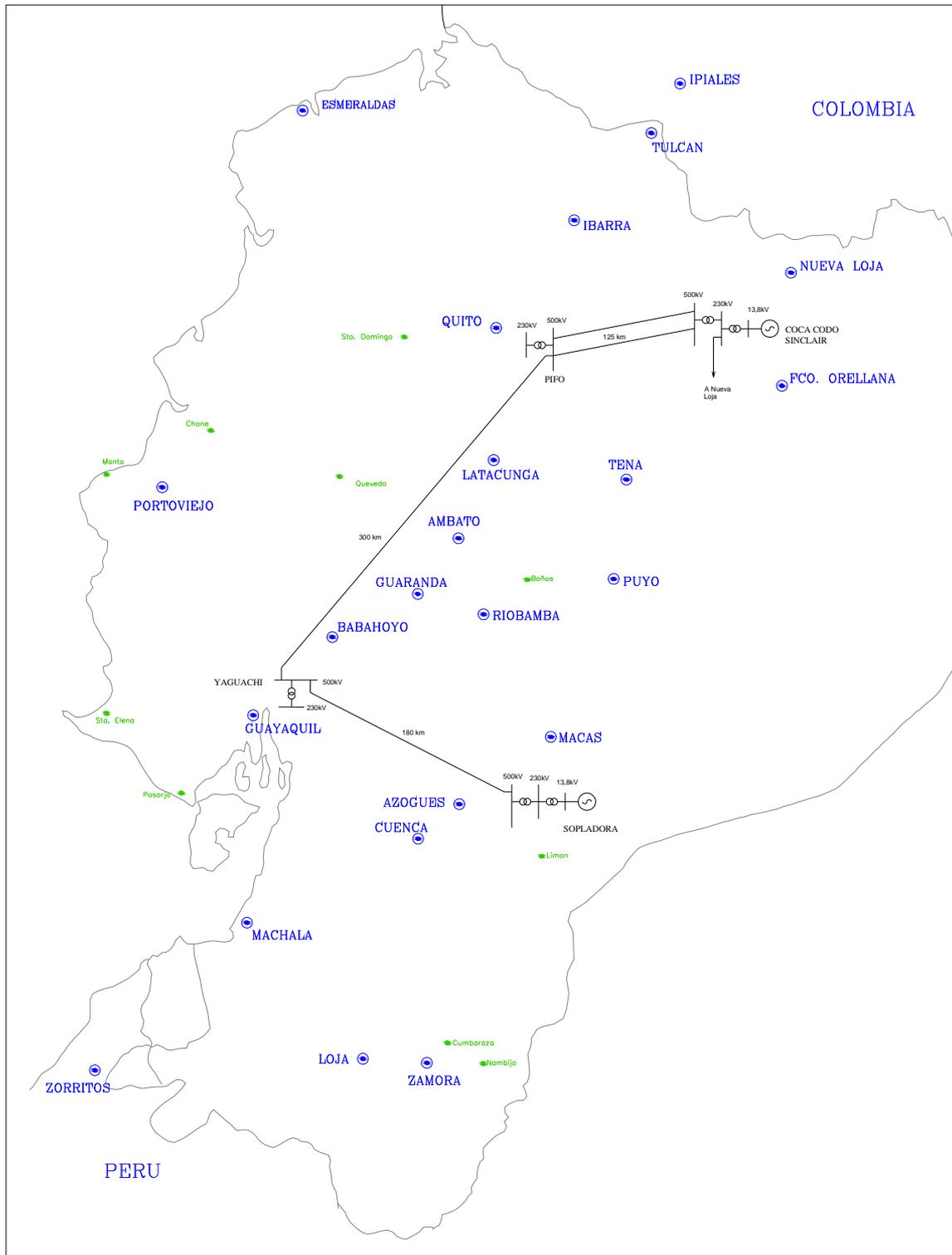


figura 1.1 Diagrama unifilar del sistema de 500 kV.

F

1.5.2. CRONOLOGÍA DEL SISTEMA.

En un inicio, debido a la incertidumbre en los proyectos del parque de generación se tenía previsto que el sistema de 500 kV debería entrar en operación en el año 2015. Sin embargo, debido a la cronología mostrada en el plan de expansión de generación vigente se ha decidido que la implementación del sistema de transmisión de 500 kV debe estar lista para el año 2013, que coincide con la entrada en operación de la central Coca Codo Sinclair. Además, debido a que se tiene previsto el ingreso de Sopladora para el año 2012, la línea de transmisión que una Sopladora con Yaguachi deberá entrar en operación en ese mismo año, operando a nivel de 230 kV hasta el 2013.

Las líneas de transmisión a nivel de 230 kV asociadas al sistema de 500 kV están programadas para finales del año 2011, principalmente las líneas que permiten la unión de Molino y Sopladora con el fin de evacuar la producción de las primeras unidades de Sopladora hasta la S/E Molino.

Si bien el sistema de 500 kV al momento está definido únicamente a nivel de pre-factibilidad de proyecto, es necesario continuar desarrollando estudios puntuales sobre el sistema como: flujos de potencia, análisis de cortocircuitos, estabilidad dinámica, confiabilidad y transitorios electromagnéticos. Además se deberá gestionar las rutas de las líneas y los respectivos estudios de impacto ambiental.

Con miras en el largo plazo, el sistema de 500 kV podrá servir para la formación de un sistema eléctrico a nivel de Comunidad Andina y otros países de Latinoamérica.

1.5.3. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO ELÉCTRICO DE LA SUBESTACIÓN PIFO.

La ubicación del proyecto eléctrico, para el caso de la S/E Pifo, al momento se tiene disponible un área de 17 hectáreas, ubicadas en la comunidad de "El Inga Bajo" perteneciente a la parroquia Pifo del cantón Quito, en el sector este del relleno sanitario de El Inga. Es una zona en la que se desarrollan actividades agro-pastoriles a cargo de moradores de la comunidad. El terreno es

del tipo irregular por lo que la altura en metros sobre el nivel del mar oscila entre 2813 y 2830. El Anexo C muestra una vista aérea de la zona. El clima predominante del sector corresponde al de valle interandino (templado – frío).

Las características de la subestación Pifo son las siguientes [4]:

- Un banco de 3 autotransformadores monofásicos de 450 MVA, 500/230 kV.
- Un transformador monofásico de 150 MVA, 500/230 kV, de reserva.
- Tres bahías de línea de 500 kV.
- Tres bahías de transformador de 500 kV.
- Una bahía de acoplamiento de 500 kV.
- Un reactor de línea de 500 kV (4x28 MVAR).
- Dos bahías de reactor de línea de 500 kV (1x28 MVAR).
- Dos reactores de línea de 500 kV (1x28 MVAR).
- Módulo común de 500 kV (protecciones, SS.AA., control, etc.).
- Tres bahías de transformador de 230 kV.
- Un reactor de barra de 230 kV (60 MVAR).

Este proyecto está enfocado a definir el criterio de esquema de protecciones cuya aplicación está enfocada a la subestación Pifo en el sector de 500kV con configuración de barras en disyuntor y medio “1 ½”, según la figura 1.2, además se analizará los diferentes tipos de protecciones que puedan presentar en la subestación, estableciendo los ajustes necesarios del equipo de protección con el fin de garantizar el nivel de la seguridad y minimizar los daños en los equipos, con selectividad, rapidez y confiabilidad requerida en el sistema eléctrico.

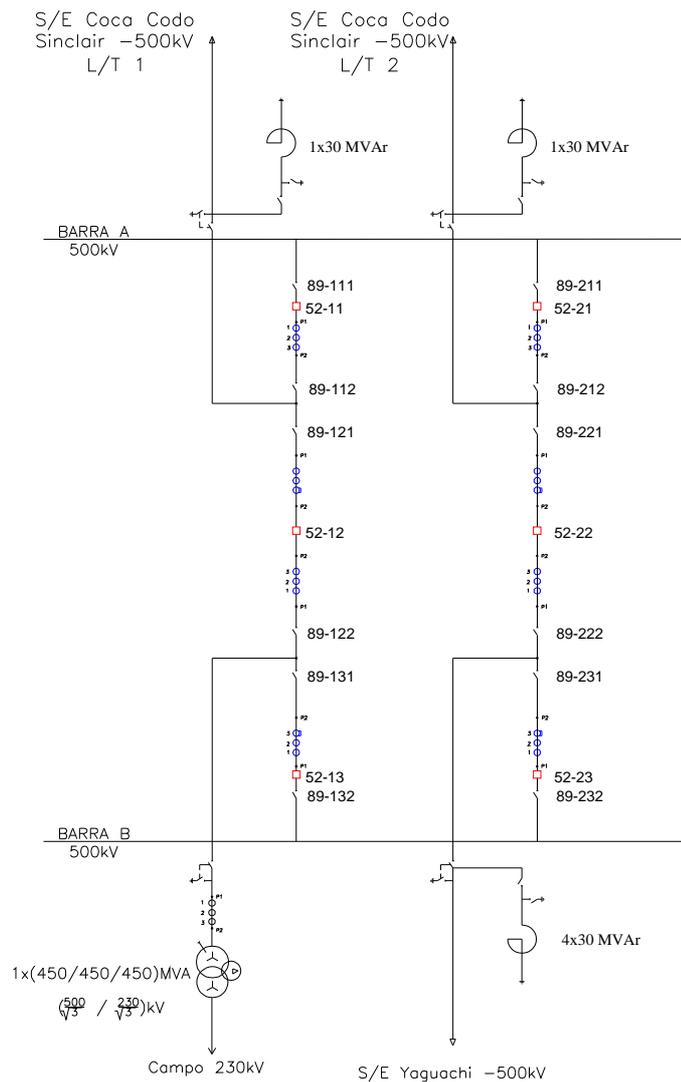


Figura 1.2. Diagrama Unifilar de la S/E.

Además, en el caso de que para el ejemplo de cálculo se requiriera datos del sistema que aún no estén definidos por el área de planificación de Traselectric S.A, se asumirá valores típicos con criterio técnico, o valores de otros sistemas de características similares y que se encuentren en funcionamiento. Por ejemplo se puede nombrar a las subestaciones: San Juancito, Montequemado, La Formosa, El Bracho, Cobos entre otras en Argentina, o la S/E Porce III y San Carlos en Colombia, estas subestaciones tienen un voltaje de 500kV con disyuntor y medio “1 ½”

Para el desarrollo del trabajo se necesita valores de corrientes y potencia de cortocircuito, el cual es proporcionado por el área de planificación de Traselectric S.A. Estos parámetros obtenidos de la simulación se muestran en el ANEXO E.

CAPITULO II

CRITERIOS GENERALES DE DISEÑO.

La continuidad y la calidad del servicio son dos requisitos íntimamente ligados al funcionamiento satisfactorio de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP).

Tanto por razones técnicas como económicas, es imposible evitar que se produzcan fallas. El diseño de un sistema eléctrico debe contemplar el hecho de que van a producirse fallas de manera aleatoria e inesperada, por lo que es necesario dotarlo de los medios adecuados para su tratamiento. Por esta razón, los SEP incorporan un sistema de protección que tiene por objetivo minimizar los efectos derivados de los diferentes tipos de fallas que pueden producirse.

2.1. INTRODUCCIÓN A LAS PROTECCIONES.

Los sistemas de protecciones eléctricas constituyen el equipo más importante que se incluye en una subestación, por lo tanto se debe conocer los Componentes de un sistema de protecciones, tal como se muestra en la fig. 2.1., son los siguientes:

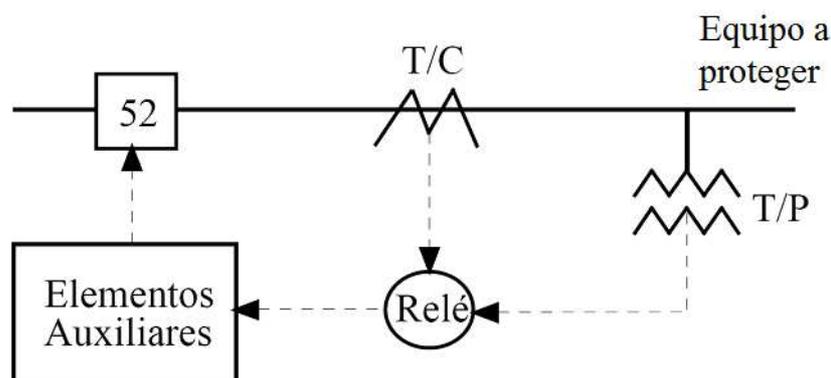


Figura 2.1. Componentes de un Sistema de Protecciones

- Relés de protección.
- Transformadores de medida.
- Disyuntores de poder
- Circuitos de control

Además las Protecciones de la Subestación deben ser efectuadas con Relés, los cuales deben ser aplicados diferenciando los equipos según se indica:

- Protección de Línea
- Protección del Disyuntor
- Protección del Transformadores (o Autotransformador)
- Protección de Barras
- Protecciones de Reactores
- Protecciones de Banco de Capacitores

2.2. RELÉS DE PROTECCIÓN.

El avance tecnológico y el desarrollo del software asociado han permitido que los relés de protección de los sistemas eléctricos se transformen en un dispositivo inteligente que adquiere señales de campo y realiza varias funciones de control, protección y medida. Así el relé de protección multifunción adquiere aún mayor relevancia para los sistemas eléctricos de potencia.

2.2.1. CARACTERÍSTICAS OPERATIVAS DEL RELÉ.

Los relés de un sistema de protección en su conjunto como cada una de las protecciones que lo componen, deben satisfacer las siguientes características operativas:

2.2.1.1. Fiabilidad.

Una protección fiable es aquella que responde siempre correctamente, esto significa que la protección debe responder con seguridad y efectividad ante cualquier situación que se produzca.

La protección ésta vigilando continuamente lo que pasa en el sistema y, por tanto, ésta respondiendo en cada instante en función de las condiciones que se produzcan. En consecuencia, la respuesta de la protección puede ser tanto de actuación como de no actuación, en seguridad significa que no deben producirse actuaciones innecesarias ni omitirse actuaciones necesarias.

Por otra parte, cuando la protección debe actuar es necesario que todas las etapas que componen el proceso de despeje de la falla sean cumplidas con efectividad.

Un punto muy importante, es resaltar la gran importancia que tiene para las protecciones la definición de un adecuado programa de mantenimiento preventivo. Hay que tener en cuenta que una protección solamente actúa en condiciones de falla y que estas condiciones son escasas y excepcionales en cualquier SEP. Por tanto, aunque una protección a lo largo de su vida útil va a operar en escasas ocasiones, se debe tener la seguridad de que operara correctamente aunque haya transcurrido un largo periodo de tiempo desde la última vez que lo hizo.

2.2.1.2. Selectividad.

La selectividad es la capacidad que debe tener la protección para detectar la existencia de falla, discernir si la misma se ha producido dentro o fuera de su área de vigilancia y, en consecuencia, dar orden de disparar los disyuntores automáticos que controla, cuando así sea necesario para despejar la falla.

Es importante que una protección actúe cuando tiene que actuar como que no actúe cuando no tiene que actuar. Si la falla se ha producido dentro del área vigilada por la protección ésta debe dar la orden de abrir los disyuntores que aíslen el circuito en falla. Si, por el contrario, la falla se ha producido fuera de su área de vigilancia, la protección debe dejar que sean otras protecciones las que actúen para despejarla, ya que su actuación dejaría fuera de servicio un número de circuitos más elevado que el estrictamente necesario para aislar la falla y, consecuentemente, implicaría un innecesario debilitamiento del sistema.

Existen diversas formas de dotar a las protecciones de la característica de selectividad. En algunos casos, la propia configuración de la protección hace que solamente sea sensible ante fallas ocurridas en su área de protección y, por tanto, la selectividad resulta ser una cualidad inherente al propio funcionamiento de la protección. En los casos en que las protecciones si son sensibles a fallas ocurridas fuera de su área de vigilancia la selectividad puede lograrse, por ejemplo, mediante un adecuado ajuste de condiciones y tiempos de actuación en coordinación con el resto de protecciones relacionadas.

2.2.1.3. Sensibilidad.

La protección debe saber distinguir inequívocamente las situaciones de falla de aquellas que no lo son. Para dotar a un sistema de protección de esta característica es necesario establecer para cada tipo de protección las magnitudes mínimas necesarias que permiten distinguir las situaciones de falla de las situaciones normales de operación.

Por ejemplo, la energización de un transformador de potencia. La conexión del primario del transformador a la red origina una fuerte intensidad de vacío, denominada en Ingles "*inrush current*" o "*corriente de inserción*", que si es analizada única y exclusivamente desde el punto de vista de su elevado valor puede llevar a interpretaciones erróneas. Un análisis más amplio, que incluya el estudio de la forma de onda a través de sus componentes armónicos, permite establecer si el súbito incremento de la corriente es debido a la energización del transformador o ha sido originado por una situación de falla.

2.2.1.4. Rapidez.

Tras haber sido detectada, una falla debe ser despejada lo más rápidamente posible. Cuanto menos tiempo se tarde en aislar la falla, menos se extenderán sus efectos y menores daños y alteraciones se producirán al reducirse el tiempo de permanencia bajo condiciones anómalas en los diferentes elementos. Todo ello redundará en una disminución de los costes y tiempos de restablecimiento de las condiciones normales de operación, así como de reparación o reposición de equipos dañados, y, por tanto, en un menor tiempo de indisponibilidad de las instalaciones afectadas por la falla, lo que posibilita un mayor y mejor aprovechamiento de los recursos ofrecidos por el SEP.

2.2.1.5. Economía y Simplicidad.

La instalación de una protección debe estar justificada tanto por motivos técnicos como económicos. La protección de una línea es importante, pero mucho más lo es impedir que los efectos de la falla alcancen a las instalaciones alimentadas por la línea o que éstas queden fuera de servicio. El sistema de protección es una pieza clave del SEP ya que permite:

- Impedir que la falla se extienda a través del sistema y alcance a otros equipos e instalaciones provocando un deterioro de la calidad y continuidad del servicio.
- Reducir los costes de reparación del daño.
- Reducir los tiempos de permanencia fuera de servicio de equipos e instalaciones.

Por tanto, la valoración económica no debe restringirse solamente al elemento directamente protegido, sino que debe tener en cuenta las consecuencias que implicarían el fallo o funcionamiento anómalo del mencionado elemento.

Finalmente, es necesario señalar que una protección o sistema de protección debe evitar complejidades innecesarias, ya que éstas serían fuentes de riesgo que comprometerían el cumplimiento de las propiedades que deben caracterizar su funcionamiento.

2.2.2. TIEMPOS DE OPERACIÓN DEL RELÉ.

El tiempo con que puede actuar una protección depende directamente de la tecnología empleada en su construcción y de la de la velocidad de respuesta del sistema de mando y control de los disyuntores automáticos asociados a la misma.

2.2.2.1. Instantáneas.

Son aquellas que actúan tan rápido como es posible debido a que la falla se ha producido dentro del área que vigilan directamente. En la actualidad, a nivel orientativo, el tiempo usual de despeje de una falla en AT mediante una protección instantánea puede situarse en el entorno de dos o tres ciclos. Si el tiempo de despeje es menor la protección se denomina de alta velocidad.

2.2.2.2. Tiempo Diferido o con Retraso en Tiempo.

Son aquellas en las que de manera intencionada se introduce un tiempo de espera que retrasa su operación, es decir, que retrasa el inicio de la maniobra de apertura de disyuntores una vez que ha sido tomada la decisión de operar. Este retraso facilita, por ejemplo, la coordinación entre protecciones con el objetivo de

que actúen solamente aquellas que permiten aislar la falla desconectando la mínima parte posible del SEP.

2.2.3. CLASIFICACIÓN DE LOS RELÉS DE PROTECCIÓN SEGÚN SU FUNCIÓN.

Cumplen diferentes aplicaciones, existe una gran diversidad de tipos que desempeñan una función en particular. Desde este punto de vista se pueden clasificar en:

- **Relés de protección:** Detectan las anomalías y dan inicio o permiten la desconexión de un equipo o un grupo de equipos de potencia al momento que se produzcan fallas y sobrecargas.
- **Relés auxiliares:** Normalmente trabajan en dos condiciones: energizado o des-energizado y asisten a otros relés o dispositivos en alguna función. Su operación generalmente es del tipo instantánea, aunque también existen relés temporizados.
- **Relés de regulación:** Operan cuando la magnitud que supervisan, se sale de márgenes aceptables predeterminados, dando instrucciones a través de otros dispositivos para que se restaure la magnitud en particular a sus límites usuales.
- **Relés de verificación:** Su función es verificar una condición en particular, en relación a un cierto límite prescrito e iniciar acciones diferentes a la desconexión de equipos.

Reenviando

2.2.4. RELÉS ESTÁTICOS.

2.2.4.1. Definición.

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

Se emplea para conectar y desconectar cargas cuando las frecuencias de funcionamiento son muy elevadas.

Su funcionamiento es similar a un relé electromagnético clásico. Con una pequeña corriente de control se pueden controlar grandes potencias, con independencia del valor del voltaje de control con respecto al de la de potencia.

El esquema básico de bloques de un relé estático fig. 2.2., queda reflejado las pocas diferencias sobre el esquema básico de un relé de protección, excepto la inclusión de etapas de amplificación.

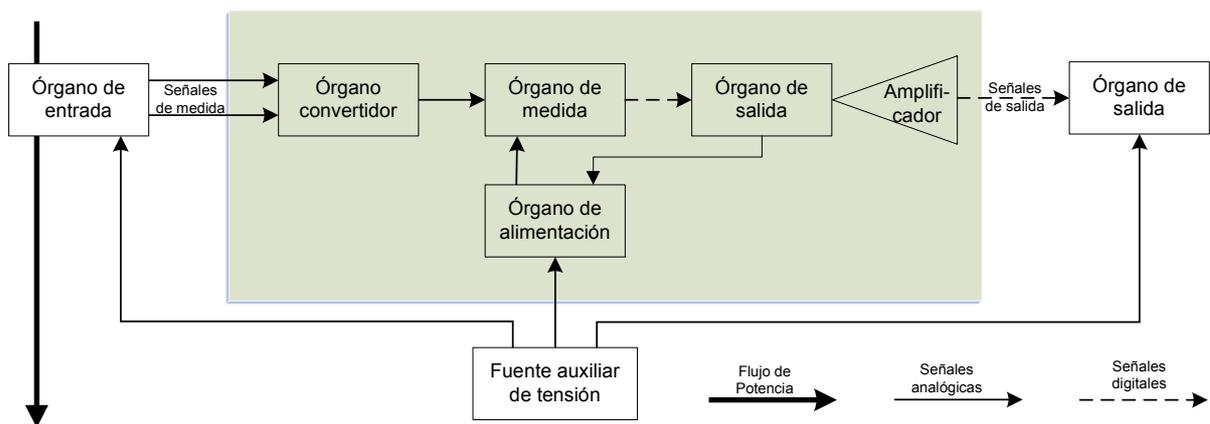


Figura 2.2. Diagrama de bloques de un relé estático de protección.

Éstas son algunas de las ventajas de los relés de estado sólido:

- Los SSR son generalmente de menor tamaño que los relés electromecánicos, ocupando así un menor espacio.
- Los SSR mejoran la fiabilidad del sistema dado que no contienen piezas móviles o contactos que se degraden.
- Los SSR proporcionan las prestaciones más avanzadas; no necesitan electrónica de gobierno (driver) y su conmutación no genera rebotes de señal
- Los SSR mejoran los costes del ciclo de vida del sistema, con diseños simplificados con menos requisitos en cuanto a fuentes de alimentación y disipación de calor
- Los SSR utilizan la tecnología de montaje superficial (SMT), lo que significa menores costes y una fabricación más fácil.

2.2.4.2. Tipos de Relés.

2.2.4.2.1. Unidades tipo amplificador magnético.

A estos tipos de unidades se les conoce también con el nombre de transductores. Son unidades robustas cuya sensibilidad depende en gran medida del elemento de respuesta. Su aplicación es cada vez menor. La fig. 2.2 muestra un tipo de unidad que funciona en base a un transformador especial, en cuyo núcleo se disponen dos enrollados: Uno para corriente continua (llamado de control), el cual controla el grado de saturación del núcleo y por lo tanto la impedancia que presenta el otro enrollado y por ende la corriente que lo recorre. De este modo se logra controlar la respuesta del elemento. La señal de salida generalmente se aplica a un elemento de respuesta auxiliar de mucha sensibilidad y bajo consumo.

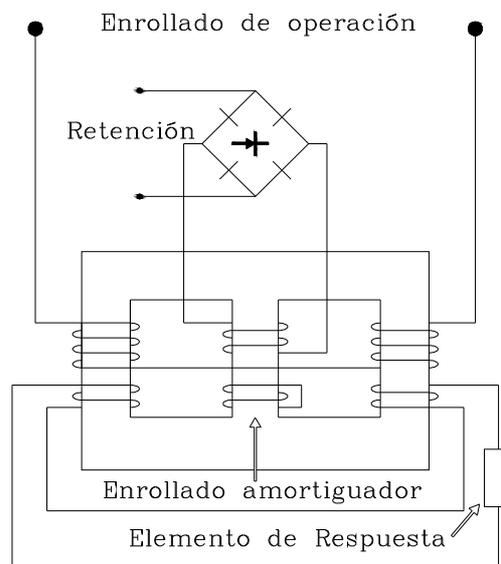


Figura 2.3. Amplificador magnético.

2.2.4.2.2. Unidades tipo puente rectificador.

Estas unidades están basadas en elementos rectificadores semiconductores o diodos que fueron los primeros elementos de estado sólido desarrollados, por lo que son bastante confiables. En la figura 2.3 puede verse un elemento comparador, en base a dos puentes rectificadores de onda completa conectados en serie. Cada puente está alimentado con una magnitud alterna de excitación. El puente de la izquierda se alimenta con la magnitud de operación. El

otro con la magnitud de retención. Con los sentidos dados en la figura, el relé auxiliar operará siempre que $I_{OP} > I_R$.

Existen varias versiones de relés que hacen uso de unidades en base a rectificadores, como por ejemplo algunos relés de distancia, relés de hilo piloto, etc.

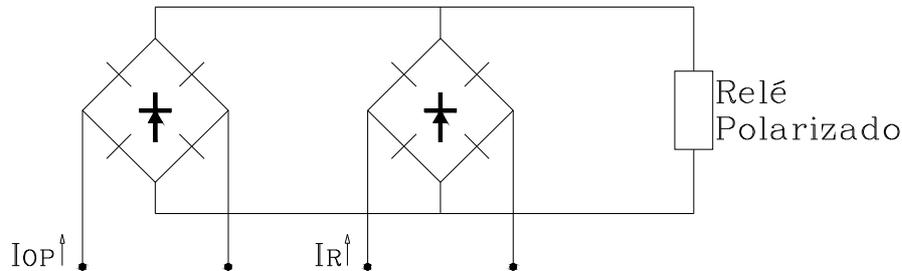


Figura 2.4. Unidad tipo puente rectificador

2.2.4.2.3. Unidades de estado sólido.

El desarrollo de los relés de estado sólido ha estado muy estrechamente ligado al de los elementos electrónicos modernos, de modo que se hará referencia a tres tipos que son los que se usan en la actualidad.

- **Unidades a Transistores.-** Estas unidades hacen uso de componentes de baja potencia, tales como: diodos, transistores y sus resistencias y condensadores asociados. En general, los relés usan componentes de silicio por su gran estabilidad en un amplio rango de temperaturas. Muchas unidades están basadas en circuitos lógicos del tipo AND, NOT, OR, etc.
- **Unidades con circuitos integrados.-** Estas unidades se basan en la construcción de relés que tienden cada vez más hacia la utilización de circuitos integrados lineales y digitales para reemplazar a los circuitos a transistores vistos en los párrafos anteriores.

2.2.5. RELÉ NUMÉRICO.

2.2.5.1. Definición.

Los 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 digitales 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 complejidad de proyectos eléctricos, pero tiene que ver con dos elementos de suma importancia: el software y la comunicación.

El software de un relé de protección posee diferentes rutinas dentro de las cuales se tiene:

- Rutinas de protección compuestas por los algoritmos que envuelven todo el proceso de medición y obtención de las señales y de la obtención de las magnitudes de interés que pueden ser valores eficaces, fasores de voltaje/corriente, impedancia, etc. Finalmente, como núcleo principal, el proceso de comparación con los valores de referencia para la toma de decisión (trip, bloqueo/desbloqueo, alarma, etc.).

- Rutinas de auto diagnóstico que son incorporadas a los relés para un control constante de la integridad de los mismos, tanto a nivel de software como a nivel de hardware (CPU, memorias, módulos de I/O, etc.)
- Rutinas de Comunicación que son necesarias para que el relé se comunique con el mundo externo de modo que cuando reciba las informaciones de usuarios o de otros dispositivos para su referencia, actuación o reset como también enviar informaciones a los usuarios u otros dispositivos cuando lo requieran, tales como: valores actuales, cambios de estados, registros de eventos, etc.

En la Tabla 2.1., proporciona una lista de las funciones típicas disponibles de los relés numéricos, mientras en la Tabla 2.2., se resume las ventajas de un relé numérico sobre un equivalente estático.

Tabla 2.1. Propiedades del Relé numérico de distancia

Protección de Distancia. (Incluyendo algunos esquemas).
Protección de sobre corriente (direccional / no direccional)
Supervisor del transformador de corriente
Supervisor del Transformador de voltaje
Protección de corriente se secuencia negativa.
Protección de bajo voltaje.
Protección de sobrevoltaje.
Protección de Falla
Localización de falla.
Auto recierre.
Verificación de Sincronismo.
Condición de Monitoreo
Medidas del Sistema de Potencia (Corriente Voltaje, etc.)
Obtención de fallas/eventos/disturbios

Tabla 2.2. Avances del relé numérico sobre el relé estático

Parámetros de ajuste.
Diagnostico de fallas internas.
Disponibilidad de las medidas del sistema de potencia.
Distancia de localización de fallas.
Obtención de disturbios
Función de protecciones auxiliares (conductor dañado, secuencia negativa, etc.)
Monitorio (Estado y condición del sistema).
Respaldo de la función de protecciones.

2.2.5.2. Funcionamiento de Relé Numérico.

En la siguiente figura se presenta el diagrama de bloques general de un relevador digital. Al relé se aplican señales analógicas provenientes de los transductores primarios de corriente y potencial, y señales discretas, que reflejan el estado de disyuntores, cuchillas y otros relés.

Estas señales reciben un procesamiento en los subsistemas correspondientes antes de su aplicación a la microcomputadora, que constituye el elemento principal del relevador. Las señales analógicas pasan adicionalmente por un proceso de conversión análogo-digital antes de entrar a la unidad central de procesamiento de la microcomputadora. Las señales discretas de salidas del relevador reciben procesamientos en el subsistema de salida discreta, que generalmente incluye relevadores electromecánicos auxiliares para proveerlo de salidas discretas de tipo contacto. El relevador realiza también la función de señalización de su operación (banderas) y su estado funcional mediante dispositivos de señalización (generalmente de tipo lumínico) visibles en su exterior. Los relevadores digitales disponen también de capacidad de comunicación con otros equipos digitales, mediante puertos de tipo serial y paralelo.

El subsistema de señales analógicas de un relevador digital tiene las siguientes funciones:

1. Acondicionar las señales de voltaje y corriente proveniente de los transductores primarios a voltajes adecuados para la conversión análogo-digital.
2. Aislar eléctricamente los circuitos electrónicos del relevador de los circuitos de entrada,
3. Proteger el relevador contra sobrevoltajes transitorios inducidos en los conductores de entrada por conmutación y otros procesos transitorios en el sistema primario o en los circuitos secundarios del esquema de protección.

El subsistema de entradas discretas tiene la función de acondicionar las señales para su aplicación al procesador (lo que puede incluir una fuente de alimentación auxiliar para censar el estado de contactos) proveer el aislamiento

eléctrico necesario entre las entradas y los circuitos electrónicos, y proteger al relevador contra sobrevoltajes transitorios.

En la interfaz análogo-digital se lleva a cabo los procesos de muestreo y conversión análogo-digital de las señales analógicas.

El procesador del relevador digital es el encargado de ejecutar los programas de protección, de controlar diversas funciones de tiempo y de realizar tareas de autodiagnóstico y de comunicación con los periféricos. En el relevador se requieren distintos tipos de memorias; la memoria de acceso aleatorio (RAM) es necesaria como buffer para almacenar temporalmente los valores de las muestras de entrada, para acumular resultados intermedios en los programas de protección, y para almacenar datos para ser guardados posteriormente en memoria no volátil. Los programas del relevador se guardan en memoria de lectura solamente, de tipo no programable (ROM) o programable (PROM), y se ejecutan directamente desde ahí (excepcionalmente), o se carga inicialmente a memorias RAM para su posterior ejecución. Los parámetros de ajuste del relevador y otros datos importantes que no varían con gran frecuencia se almacenan en memoria tipo PROM borrables (EPROM) o electrónicamente borrables (EEPROM); una alternativa a este tipo de memoria puede ser una RAM con respaldo de batería.

Un aspecto importante de un relevador digital es su capacidad de comunicación. Las interfaces de comunicación serie permiten el intercambio de información remota fuera de la línea con el relevador para tareas de asignación de valores de parámetros de ajuste, de lectura de registros de fallas o de datos ajustables, y otras. Para el intercambio de información de tiempo real es necesario de disponer de una interfaz de comunicación paralela.

El subsistema de salidas discretas procesa la información de un puerto paralelo de salida del procesador, consistente en una palabra digital en que cada bit puede ser utilizado para definir el estado de un contacto de salida. Debe existir acoplamiento óptico entre este puerto y el relevador auxiliar o tiristor de salida del relé. El diseño típico de un relé numérico se demuestra la figura. 2.5.

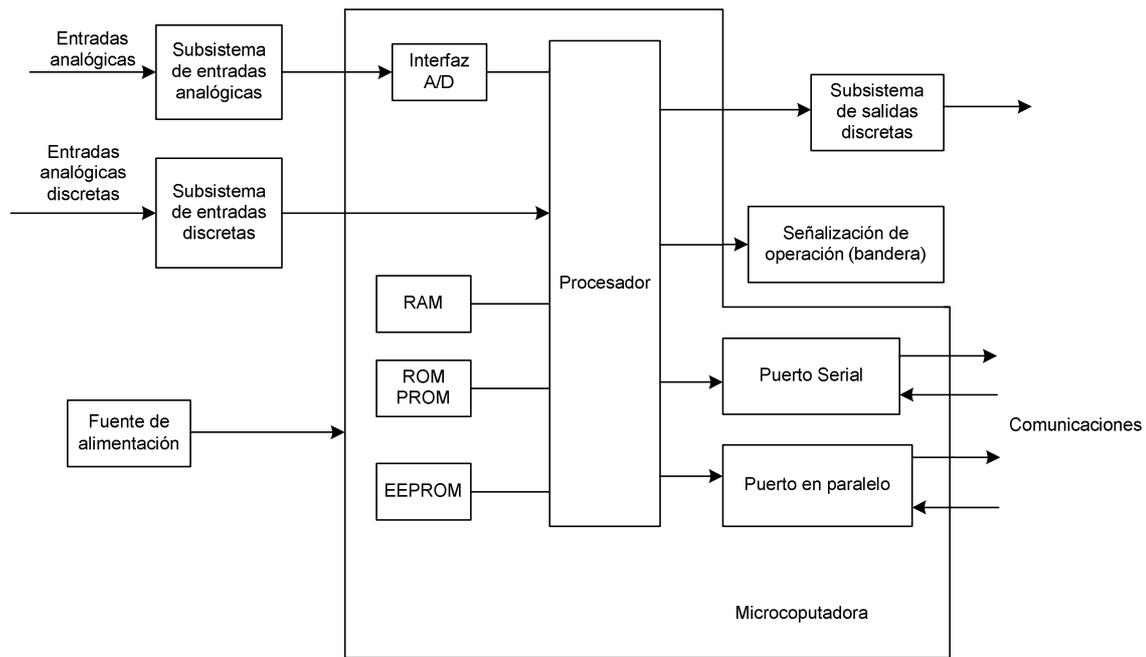


Figura 2.5. Modulo del Relé y flujo de información

Consiste en uno o más microprocesadores con procesador digital de señales (DSP, Digital Signal Processor), que posee memoria integrada, entrada-salida de señal digital y análoga (I/O), y una fuente de alimentación, donde es provisto con procesadores múltiples que generalmente solo uno es dedicado para ejecutar los algoritmos para protección, mientras que el resto está asociado con el manejo lógico de interfaz hombre-máquina.

2.2.5.3. Software del Relé

El software es provisto para realizar una serie de tareas, pero debe estar funcionando en tiempo real. Un componente esencial es el sistema operativo en tiempo real (RTOS), su función es asegurarse de que las otras tareas sean ejecutadas cuando están sean requeridas,

Otras tareas provistas al software variarán naturalmente según la función del relé especificado, pero puede ser generalizado como lo siguiente:

- Software para funciones del sistema.- está relacionado con el BIOS de una PC ordinaria, y controla el bajo nivel de entrada-salida del relé.
- Software de interfaz hombre-máquina. - el software de alto nivel para comunicarse con un usuario, vía los controles del panel delantero o con

una transmisión de datos a otra computadora que funciona con un software conveniente.

- Aplicación del software de uso - Es el software que define la función de protección del relé.

2.2.5.4. Características Adicionales.

La DSP en un relé numérico tiene una suficiente capacidad de procesamiento para el cálculo de la función de protección del relé tan solo ocupando parte de la capacidad de procesamiento, el restante está disponible para realizar otras funciones, pero se debe tener el cuidado de no sobrepasar la capacidad de procesamiento, ya que si ocurre esto el algoritmo de la protección no será capaz de terminar el cálculo realizado y comprometiendo al sistema.

Las funciones típicas que se pueden encontrar en un relé numérico además de la función de la protección, son diversas dependiendo del fabricante.

2.2.5.4.1. Muestra de valores medidos

Los valores que el relé mide para realizar su función de protección son adquiridos y procesados mostrándolos en un panel delantero o transmitiéndolos a un computador, dependiendo de las señales de entrada disponibles, se puede incluir lo siguiente:

- cantidad de secuencia (positivo, negativo, cero).
- potencia, potencia reactiva y factor de potencia.
- energía (KVH, kVArh)
- periodos de demanda máxima (kilovatio, kVA; valores medios y máximos)
- cantidades armónicas
- frecuencia
- temperatura
- distancia de falla.

La exactitud de los valores medidos depende solamente de la exactitud que se utilizo en el TC, TP y en el convertidor Analógico/Digital (A/D).

2.2.5.4.2. Registro de disturbios

La memoria de relé requiere un cierto número mínimo de ciclos de datos medidos para ser almacenada para dar un correcto procesamiento de señales y la detección de eventos. La memoria se puede ampliar fácilmente con esto permite almacenar un mayor registro de datos de entrada, análogos y digitales, más el estado de las salidas del relé. Entonces por lo tanto tiene la capacidad de actuar como un registrador de disturbios, de modo que guarda los registros en el instante de ocurrencia de alguna falla, luego se puede descargar el contenido inmediatamente.

En redes de distribución e industriales, éste puede ser hacer todo que se requiera. En redes de la transmisión, puede ser necesario proporcionar un solo registrador.

2.2.6. CLASIFICACIÓN DE RELÉS NÚMERICOS SEGÚN SU TIPO.

2.2.6.1. Relé de Sobrecorriente.

Son los encargados de abrir el disyuntor correspondiente cuando la corriente que circula por el elemento eléctrico que se está protegiendo (línea, barra, transformador,...) supera un valor predeterminado ($I > I_{\text{arranque}}$).

2.2.6.1.1. De manera instantánea.

Es decir, con retardo de actuación nulo. Cuando $I > I_{\text{arranque}}$, inmediatamente el relé abre el disyuntor. La gráfica de funcionamiento se muestra en la figura 2.6.



Figura 2.6. Característica instantánea de los relés de protección de sobrecorriente.

2.2.6.1.2. Con temporización de tiempo definido.

Cuando $I > I_{arranque}$, pasado un tiempo fijo (temporización independiente de la magnitud vigilada) el relé abre el disyuntor. La temporización es necesaria en las protecciones de los generadores, en los que se producen transitorios al arrancar que producen picos muy breves de sobrecorriente, con lo que con una temporización instantánea el relé actuaría cada vez que la máquina se pudiese en funcionamiento. También se utiliza para la coordinación entre distintos relés de sobrecorriente. Así, si queremos que ante una falta actúe primero uno y si éste se avería que actúe otro, pondremos una temporización mayor en el segundo.

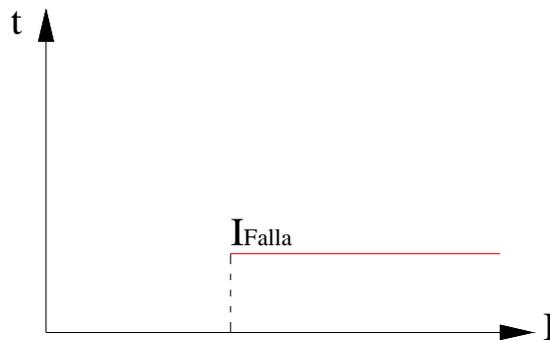


Figura 2.7. Característica con temporización fija en relés de sobrecorriente.

2.2.6.1.3. Con temporización de tiempo inverso.

En este caso la temporización es dependiente de la magnitud medida, cuanto mayor es la I (superior a la $I_{arranque}$) detectada, menor es el tiempo de actuación del relé. Con esto se reduce el tiempo de actuación en faltas graves y se es más permisivo con las fallas leves.

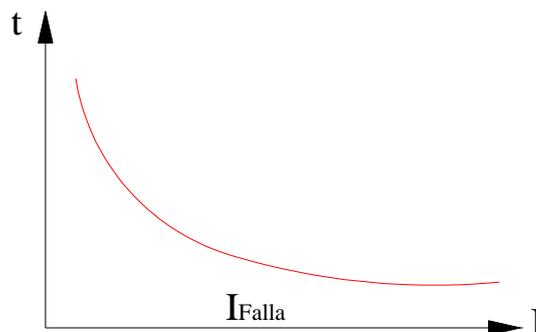


Figura 2.8. Característica con temporización inversa en relés de sobrecorriente

2.2.6.2. Relé de Sobrevoltaje.

Tienen un funcionamiento similar a los de protección de sobrecorriente. La diferencia reside en la magnitud medida, ahora es el voltaje, y en la consigna de acción, ahora es $V > V_{arranque}$. Los tres tipos de funcionamiento de los relés de sobrecorriente.

2.2.6.3. Relé Diferencial

Es un relé diseñado para detectar a través de la medida de la magnitud y la diferencia angular entre las corrientes medidas en los extremos de la zona cubierta por el sistema de protección. En esencia su fundamento se basa en que las sumas de las corrientes que entran y salen a la zona de protección, debe ser siempre cero, excepto cuando exista una falla interna, proporciona protección a equipos tales como: transformadores, generadores y barras en las subestaciones eléctricas.

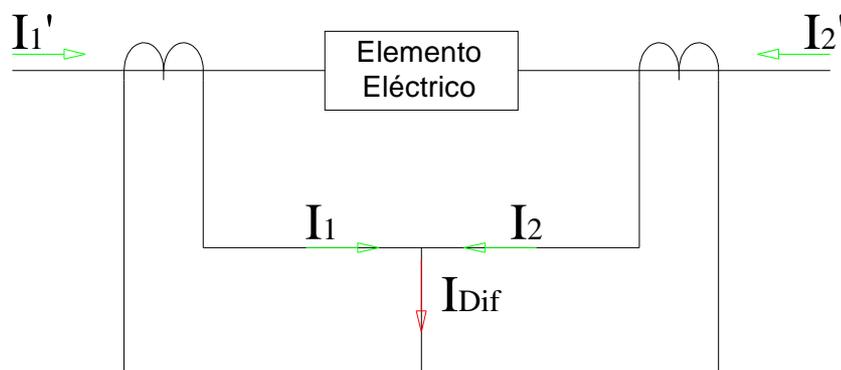


Figura 2.9. Protección diferencial

Los relés de protección diferencial miden:

$$I_{Dif} = I_1 - I_2 \text{ e } I_{Frenado} = (I_1 + I_2)/2.$$

La característica de la protección diferencial se muestra en la figura 2.10. En esta figura se puede observar como la característica de funcionamiento tiene una pendiente de frenado que evita la actuación de la protección diferencial en

caso de fallos externos próximos al elemento eléctrico que se protege. En dichos fallos, I_1' e I_2' son muy altas, pudiendo llegar a saturar a alguno de los transformadores de intensidad. Supongamos que se satura el TC 1. En ese caso, la I_1 medida es menor a lo que debiera, con lo que la I_{Dif} ($I_1 - I_2$) será distinta de cero cuando I_1' e I_2' son iguales. Con la pendiente de frenado, la I_{Dif} necesaria para la actuación del relé es mayor en el caso de que la $I_{Frenado}$ adquiera valores de intensidad de falta.

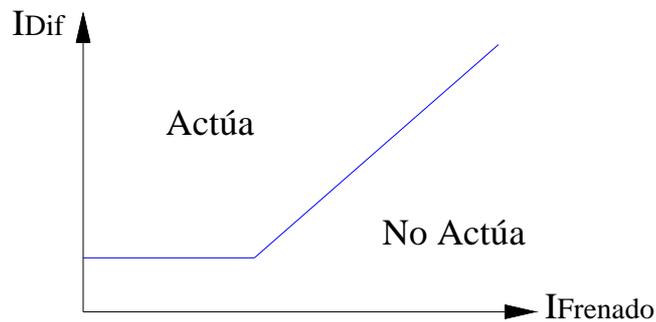


Figura 2.10. Característica de actuación de protección diferencial

2.2.6.4. Relé de Distancia.

Se basa en la comparación de la corriente de falla, vista por el relé, contra el voltaje proporcionado por un transformador de potencial, con lo cual se hace posible medir la impedancia de la línea al punto de falla, es decir, miden la impedancia en el comienzo de la línea, $Z=V/I$. Así, si se produce una falla a tierra en un punto de la línea, las magnitudes medidas por el relé al comienzo de la misma quedarán de la siguiente manera: U disminuye, I aumenta y, por tanto, Z disminuye mucho.

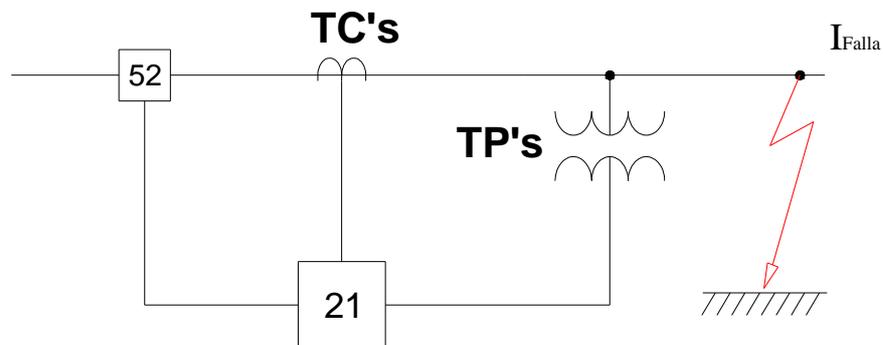


Figura 2.11. Protección de distancia

En la figura 2.12 se muestra la evolución de la tensión en la línea al producirse una falta a tierra en un punto de la misma.

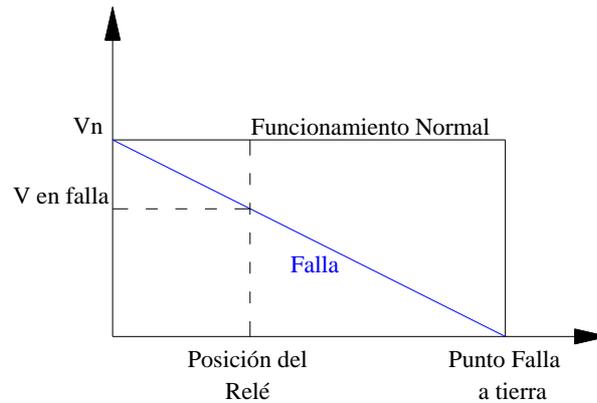


Figura 2.12. Disminución de la tensión medida en una falla a tierra

De tal modo, que la consigna de funcionamiento del relé de distancia es $Z < Z_m$. Dependiendo del valor que tomemos para Z_m , el relé estará protegiendo un tramo mayor o menor de la línea: si $Z_m = Z_{\text{línea}}/2$, estará protegiendo la mitad de la línea (solo actúa cuando se producen faltas a tierra en la mitad de la línea que está protegiendo), pero si hacemos $Z_m = Z_{\text{línea}}$, estará protegiendo a toda la línea. En la figura 2.13 se muestra la característica de funcionamiento X-R (siendo X, la reactancia y R, la resistencia).

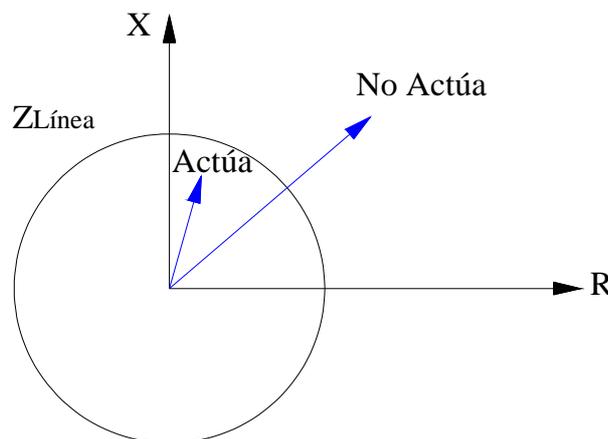


Figura 2.13. Característica de funcionamiento circular de un relé de distancia

Sin embargo, hay que tener en cuenta también las impedancias de puesta a tierra, como se muestra en la figura 2.14.

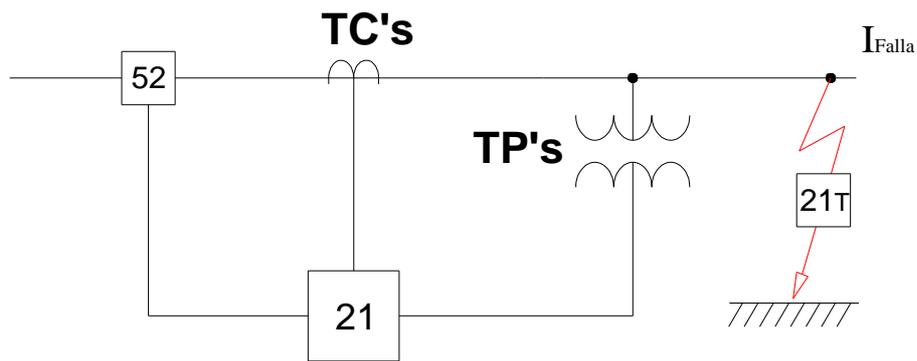


Figura 2.14. Falla a tierra con impedancia de puesta a tierra

En este caso, la Z que mide el relé cuando se produce una falla en el extremo de la línea es $= Z_{\text{línea}} + Z_{\text{tierra}}$, por lo que el relé puede no actuar aún habiéndose producido una falta, ya que la Z_{tierra} hace que la Z medida por el relé sea mayor a la $Z_m = Z_{\text{línea}}$, es decir, la Z_{tierra} hace que nos salgamos fuera de la característica de funcionamiento cuando debíamos estar dentro. Para ello se toma Z_m ligeramente mayor a la $Z_{\text{línea}}$ para proteger a toda la línea y, teniendo en cuenta que la Z_{tierra} puede ser muy resistiva se adoptan características de funcionamiento rectangulares o cuadrilaterales. En la figura 2.15 se muestra como en caso de una falta a tierra con impedancia de puesta a tierra muy resistiva, un relé de distancia con característica rectangular actuará mientras otro con característica circular es posible que no.

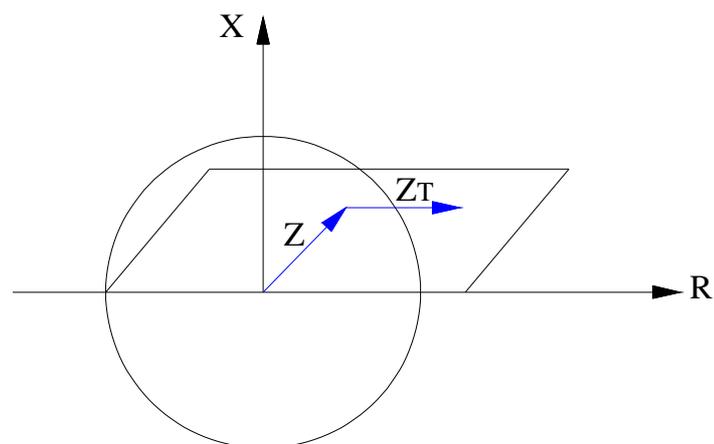


Figura 2.15. Característica circular frente a característica rectangular

2.2.6.5. Relé Direccional.

Tiene la funcionalidad de comparar magnitudes o ángulos de fase y distinguir el sentido de los flujos de corrientes. Por tanto, estos relés contarán con dos unidades bien diferenciadas:

2.2.6.5.1. Unidad de sobrecorriente:

Vigila el valor del módulo de la corriente.

2.2.6.5.2. Unidad direccional:

Determina el sentido en el que está circulando la intensidad comparando el ángulo eléctrico que forma el fasor I con el fasor de una magnitud de referencia (habitualmente la tensión).

El funcionamiento de los relés de protección direccional se muestra en la figura 2.16.



Figura 2.16. Protección direccional

2.3. TRANSFORMADORES DE MEDIDA Y PROTECCIÓN.

2.3.1. DEFINICIÓN.

Los aparatos de medida y los relés de protección, utilizados en las instalaciones eléctricas, generalmente no están contruidos para soportar altas tensiones ni elevadas intensidades de corriente. Además estos aparatos deben estar aislados de las altas tensiones para prevenir accidentes.

Por estas razones, los aparatos de medida y dispositivos de protección se conectan en las instalaciones a través de los denominados **transformadores de medida y protección**. En las condiciones normales de operación y las condiciones de falla, estos dispositivos de medida y protección están referidos siempre a la detección de los niveles de voltaje y corriente.

Los transformadores de voltaje e intensidad son de dos tipos, que se denominan:

- Transformadores de Corriente o Intensidad
- Transformadores de Voltaje o Potencial

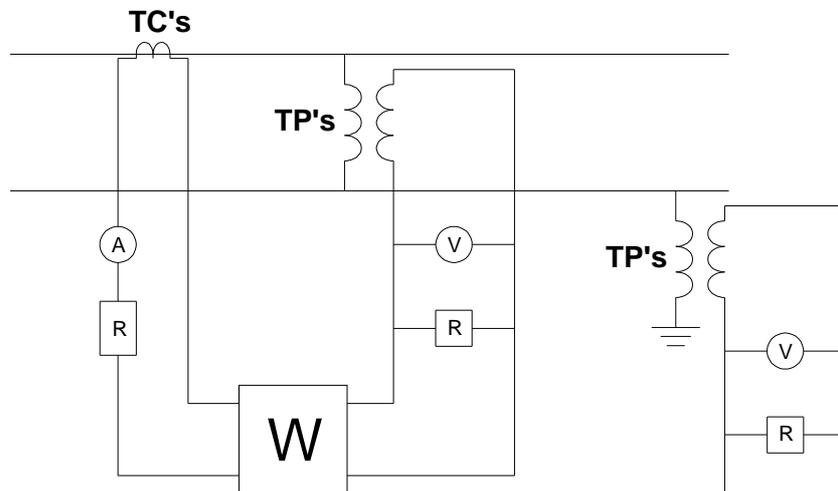


Figura 2.17. Esquema sencillo en el que se muestran un TC y dos TP uno de los cuales está conectado entre fases y el otro entre fases y tierra.

2.3.2. FINALIDAD DE LOS TRANSFORMADORES DE MEDIDA Y PROTECCIÓN.

Los transformadores de medida tienen la finalidad de reducir en adecuada relación los valores de corriente, además otras consideraciones:

- Aísla a los instrumentos de medición y protección del circuito primario o de alta voltaje, permitiendo así medir altos voltajes y altas corrientes con instrumentos de bajo alcance.
- Da mayor seguridad al no tener contacto con partes en alto voltaje.
- Permite la normalización de las características de operación de los instrumentos.

2.3.3. REQUERIMIENTOS.

Los principales requerimientos que cabe considerar en la selección de un transformador son:

- Dimensionamiento del aislamiento para el voltaje de utilización.
- Precisión en la reproducción de la magnitud primaria
- Calentamiento del equipo y capacidad de sobrecargas.

De la correcta definición de estos parámetros dependerá el funcionamiento de los equipos de protección en los momentos críticos pero tomando en cuenta las zonas a instalar este tipo de transformadores, que son las siguientes:

- Zona de entrada, donde los transformadores de medida alimentan los equipos los equipos de la energía de entrada, así como las protecciones de entrada a la subestación.
- Zona de medida, tenemos las protecciones y medida de las diferentes líneas y transformadores de potencia.

En lo referente al aislamiento existe una gran diferencia entre los transformadores que deben ir destinados a servicio interior o a servicio exterior, ya que estos últimos necesitan una línea de fuga que evite contorneos en condiciones de lluvia, niebla, depósitos superficiales debidos a polución, ambientes salinos, etc.

2.3.4. TRANSFORMADOR DE CORRIENTE (TC).

Es un transformador en el cual en condiciones normales la corriente secundaria es proporcional a la corriente primaria y difiere de este en el ángulo de desfase, que es aproximadamente cero.

La intensidad de la corriente primaria tiene una relación con la corriente secundaria y se denomina **relación de transformación real** del transformador de intensidad, siendo inversamente proporcional al número de espiras.

$$K_I = \frac{I_1}{I_2} \quad (2.1)$$

Los TC son muy parecidos a un transformador de potencia monofásico, aunque presentan ciertas diferencias fundamentales:

- El primario está dispuesto en serie con el circuito principal, mientras los transformadores de potencial lo están en paralelo.
- La corriente primaria es, en todo momento, independiente de la carga conectada en el secundario.
- La carga secundaria debe ser mínima, funcionando con el secundario en condiciones similares a las de cortocircuito.

2.3.4.1. Definiciones.

2.3.4.1.1. Corriente primaria y secundaria nominal

El valor de la corriente primaria y secundaria es identificado por TC para el cual es especificado.

2.3.4.1.2. Relación de transformación real

Es la relación de la corriente primaria real sobre la corriente secundaria real.

2.3.4.1.3. Relación de transformación nominal

Es la relación de la corriente primaria nominal sobre la corriente secundaria nominal.

2.3.4.1.4. Error de relación.

Es el error que introduce el transformador en la medición de corriente y que proviene del hecho que la relación de transformación real no es igual a la relación de transformación nominal figura 2.18.

El error de relación expresado en porcentaje, viene dado por:

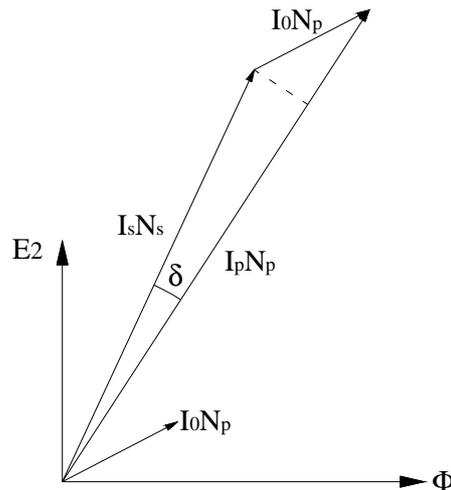


Figura 2.18. Ecuación del TC real sobre un diagrama vectorial.

$$error_corriente\% = \frac{(K_n \cdot I_s - I_p) \times 100}{I_p} = \left(\frac{K_n}{K} - 1 \right) \times 100 \quad (2.2)$$

Donde:

- K_n relación de transformación nominal I_{pn}/I_{sn}
- I_p corriente primaria real
- I_s corriente secundaria real correspondiente a la corriente I_p , bajo condiciones de medición.
- δ Error de ángulo.

2.3.4.1.5. Error de fase

Diferencia de fase entre los vectores de las corrientes primaria y secundaria, con el sentido de los vectores elegido de forma que este ángulo sea nulo para un transformador perfecto.

El error de fase se considera positivo cuando el vector de corriente secundaria está en adelanto sobre el vector de corriente primaria. Se expresa habitualmente en minutos o centirradiares.

Nota: Esta definición no es rigurosa más que para corrientes sinusoidales.

2.3.4.1.6. *Clase de precisión*

Designación aplicada a un transformador de intensidad cuyos errores permanecen dentro de los límites especificados para las condiciones de empleo especificadas.

2.3.4.1.7. *Carga de precisión*

Es el valor de la impedancia del circuito secundario expresado en ohmios con indicación del factor de potencia en la que están basados los requerimientos de precisión.

2.3.4.1.8. *Potencia de precisión*

Es el valor de la potencia aparente (en Volt-Ampere con un factor de potencia especificado) que el transformador suministra al circuito secundario a la corriente secundaria nominal cuando está conectado su carga de precisión.

2.3.4.1.9. *Nivel de aislamiento nominal*

Combinación de los valores del voltaje soportado al impulso tipo rayo y voltaje soportado tipo maniobra, que caracteriza el aislamiento del transformador en lo que concierne a soportar las sollicitaciones dieléctricas.

2.3.4.1.10. *Corriente térmica nominal de corta duración (I_{th})*

Es el valor eficaz de la corriente primaria que un transformador soportara durante un segundo sin sufrir efectos dañinos, estando el arrollamiento secundario en cortocircuito.

2.3.4.1.11. *Corriente dinámica nominal (I_{din})*

Es el valor pico de la intensidad primaria que un transformador soportará sin ser dañado eléctrica o mecánicamente por las fuerzas electromagnéticas resultantes, estando el arrollamiento secundario en cortocircuito.

2.3.4.1.12. Corriente térmica permanente

Es el valor de la intensidad que puede circular permanentemente en el arrollamiento primario, con el arrollamiento secundario conectado a la carga nominal sin que la elevación de temperatura exceda los valores especificados.

2.3.4.2. Especificaciones del Transformador de Corriente.

Los factores importantes para la selección de los TC son:

- Normas (IEC o IEEE).
- Nivel de aislamiento (Voltaje de servicio).
- Altitud sobre el nivel del mar (si es >1000msnm).
- Temperatura ambiente.
- Corriente Nominal Primaria.
- Corriente Nominal secundaria.
- Corriente dinámica.
- Burden (Carga) y exactitud para cada núcleo.
- Nivel de contaminación.

2.3.4.3. Nivel de Aislamiento.

La rigidez dieléctrica del aire disminuye conforme aumenta la altitud, por lo tanto para aquellas instalación que sobrepasen la altitud más arriba de 1000msnm, el aislamiento externo del transformador tienen que ser adaptados a la altitud real del sitio.

Según IEC 60044-1 la distancia de formación de arcos bajo condiciones atmosféricas estandarizadas es determinada multiplicando los voltajes soportados en el instalación del equipo por un factor K y de acuerdo con la figura 2.18.

$$k = e^{\frac{m(H-1000)}{8150}} \quad (2.3)$$

Donde:

- | | |
|---|---|
| H | altitud sobre nivel del mar en metros |
| m | para la frecuencia de la energía y voltaje de impulso por rayo. |
| m | 0.75 para el voltaje de impulso por maniobra. |

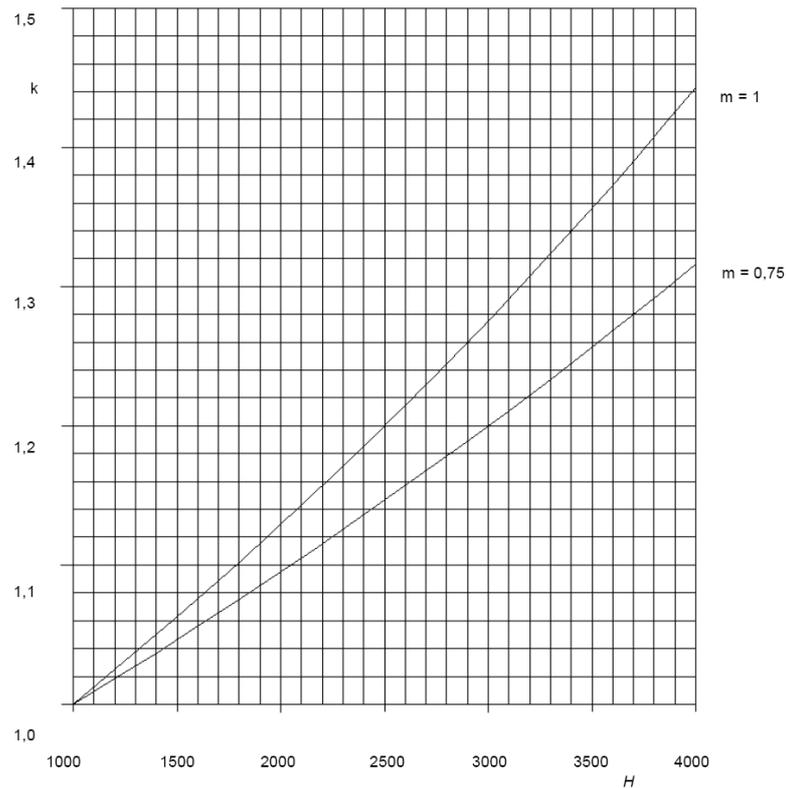


Figure 2.19. Factor de corrección de altitud IEC.

Según IEEE la rigidez dieléctrica que depende del aire debe ser multiplicado por un factor de la corrección de altitud para obtener la rigidez dieléctrica en la altitud requerida, según la Tabla siguiente:

Tabla 2.3. Factor de corrección de altitud IEEE

Altitud sobre el nivel del mar	Factor de corrección de altitud, rigidez dieléctrica
1 000	1.00
1 200	0.98
1 500	0.95
1 800	0.92
2 100	0.89
2 400	0.86
2 700	0.83
3 000	0.80
3 600	0.75
4 200	0.70
4 500	0.67

2.3.4.4. Corriente Nominal Primaria

La corriente nominal primaria puede ser seleccionada aproximadamente del 10% - 40% de la corriente de operación estimada, los valores estándares más cercanos, de corriente son:

10 – 12.5 – 15 – 20 – 25 – 30 – 40 – 50 – 60 – 75 A, y sus múltiplos o fracciones según (IEC 60044-1).

A manera de referencia y según la norma ANSI/IEEE C57.13, la Tabla 2.4 muestra los valores estándares de relación de transformación de corriente de acuerdo a esta norma.

Tabla 2.4. Capacidad de valores de relación de transformación para transformadores de corriente (IEEE C57.13)

RELACIÓN SENCILLA		RELACION DOBLE CON DEVANADOS PRIMARIOS EN SERIE PARALELO	RELACIÓN DOBLE CON TAPS EN EL DEVANADO SECUNDARIO
10:5	800:5		25/50:5
25:5	1200:5	25 X 50:5	50/100:5
40:5	1500:5	50 X 100:5	100/200:5
50:5	2000:5	100 X 200:5	200/400:5
75:5	3000:5	200 X 400:5	300/600:5
100:5	4000:5	400 X 800:5	400/800:5
200:5	5000:5	600 X 1200:5	600/1200:5
300:5	6000:5	1000 X 2000:5	1000/3000:5
400:5	8000:5	2000 X 4000:5	1500/3000:5
600:5	12000:5		2000/4000:5

2.3.4.5. Corriente Nominal Secundaria.

La corriente nominal secundaria puede ser de 1 o 5 A, pero hay una tendencia clara hacia 1 a 2A, es debido a las protecciones modernas y el equipo medidor que poseen cargas relativamente bajas, la única carga predominante son los cables.

2.3.4.6. Corriente Nominal Térmica Continúa.

Es la corriente que puede fluir continuamente por la bobina primaria sin que ocurra la subida de temperatura que excede los valores estipulados en las normas.

En IEC 60044-1 tiene valores estándares de 120%, 150% y 200% de la corriente nominal primaria.

2.3.4.7. Corriente Térmica de corto tiempo (I_{th}) y Corriente dinámica (I_{dyn})

Ésta es la corriente máxima, que el transformador puede soportar por un período de un segundo, sin alcanzar una temperatura que sería desastrosa al aislamiento.

Si la corriente térmica de corto tiempo no se especifica, se puede calcular la siguiente fórmula:

$$I_{th} = \frac{S_{kss}}{V_n \times \sqrt{3}} [kA] \quad (2.4)$$

Donde:

S_{kss} Potencia trifásica de corto circuito en el punto donde TC va ha ser instalado.

V_n Voltaje nominal de servicio (línea a línea) en kV.

Si S_k no se sabe, se puede utilizar la capacidad de ruptura del disyuntor asociado.

Tabla 2.5. Valores r.m.s nominales de corriente térmica de corto tiempo (I_{th}), en kA(IEC 60044-1).

6.3	8	10	12.5	16	20	25	31.5	40	50	63	80	100
-----	---	----	------	----	----	----	------	----	----	----	----	-----

La corriente dinámica es el valor máximo de la corriente primaria que un TC soportará, sin ser dañado eléctricamente o mecánicamente por las fuerzas electromagnéticas, ya que en el caso de un cortocircuito, el primer pico de corriente puede alcanzar aproximadamente 2.5 veces I_{th}. Este pico de corriente da subida a las fuerzas electromagnéticas.

Por lo tanto se debe asegurar de que el transformador de corriente sea capaz de soportar la corriente dinámica así como la corriente térmica de corto tiempo.

Tabla 2.6. Valores de Corriente máxima dinámica (d) (IEC 60044-1)

IEC 50 Hz	2.5 x I _{th}
IEC 60 Hz	2.6 x I _{th}
ANSI/IEEE 60Hz	2.7 x I _{th}

2.3.4.8. Carga (Burden) y Exactitud

Todos los TC se deben adaptar en la práctica especialmente para cada subestación.

2.3.4.8.1. Medición de corriente

La salida requerida de un transformador corriente depende del uso y del tipo de carga conectados con ella:

- El transformador de medida tiene como función medir mediante equipos o instrumentos de medida, como kW, kVAr, A, kWh o contador de kVArh, que verifica el valor de corriente bajo condiciones de normales de carga, estos TC requieren de una alta precisión, carga baja y un voltaje bajo de saturación, operando en el rango de 5 – 120% de la corriente nominal según la IEC clase de precisión 0.2 - 0.5 o IEEE clase de exactitud 0.3 – 0.6.
- El transformador de protección informa y registra disturbios en el lado primario y transfiere al lado secundario, con eso los relés de protección puedan registrar todos los eventos que puedan ocurrir, estos TC's en condiciones de sobrecorriente requieren una exactitud más baja, pero una alta capacidad de transformar altas corrientes de falla, y permitir que los relés de protección midan y desconecten en caso de falla. Las clases típicas del relés son:

5P, 10P o TP (IEC)

C 100-800 (IEEE).

2.3.4.8.2. *Núcleos de medida.*

Los TC's para medida son aquellos especialmente concebidos para alimentar equipos de medida, siendo una de sus características fundamentales el hecho de que deben ser exactos en las condiciones normales de servicio.

El grado de exactitud de un transformador de medida se mide por su **clase** o **precisión**, la cual nos indica en tanto por ciento el máximo error que se comete en la medida.

La norma IEC 60044-1 especifica que la clase o precisión debe mantenerse siempre y cuando la corriente que circula por el arrollamiento primario se encuentre por debajo del 120 % de la corriente primaria nominal debiendo también mantenerse dicha precisión cuando la carga conectada al secundario del transformador esté comprendida entre el 25 y el 100 % de la carga nominal Tabla 2.4.

2.3.4.8.3. *Núcleos de protección.*

Los transformadores de corriente para protección son los destinados a alimentar relés de protección, por lo que deben garantizar una precisión suficiente para corrientes primarias que sean varias veces superiores a la corriente primaria nominal.

Para estos transformadores ya no se considera el mismo error que representa la clase de precisión en los transformadores de medida, sino que se considera otro tipo de error compuesto

2.3.4.8.4. *Error compuesto.*

Se define como el valor eficaz de la diferencia integrada en un periodo entre los valores instantáneos de la corriente primaria y el producto de la relación de transformación nominal por los valores instantáneos de la corriente secundaria real.

Este valor se expresa en tanto por ciento y viene expresado por:

$$\varepsilon_C = \frac{100}{I_P} \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T (K_n i_S - i_P)^2 dt} \quad (2.5)$$

Donde:

- I_P es la corriente nominal primaria,
- I_S es la corriente secundaria real,
- K_n es la relación de transformación nominal y
- T es el periodo de integración.

Si las intensidades I_P e I_S son senoidales, el error compuesto es la suma vectorial del error de relación y del error de fase quedando la fórmula:

$$\varepsilon_C = \sqrt{\varepsilon_1^2 - \delta_1^2} \quad (2.6)$$

Se define como **corriente límite de precisión nominal** aquella corriente primaria más elevada para la cual, estando el transformador con la carga de precisión, se asegura que no se sobrepasará el error compuesto.

A partir de este concepto de error compuesto, las clases de precisión para los transformadores de corriente para protección, depende mucho de la norma que se ocupe, que a continuación se muestra en las Tablas 2.7 y 2.8.

Además los grados de precisión se dividen en dos grupos: **clases de precisión normales y clases de precisión especiales**.

Los transformadores de clase de precisión especial son los que se utilizan para aquellos equipos de medida que garantizan su exactitud entre el 20 y el 120 % de la corriente nominal del secundario del transformador. El valor de corriente del secundario de estos transformadores es de 5 A.

Tabla 2.7. Clases de precisión según IEC 60044-1

Clase	Carga o Burden 1)	Límites de errores			Aplicación
		Corriente clasificada en %	Error de relación en %	Error de fase en minutos	
0.1	25-100% de la carga nominal	5	0.4	15	Laboratorio
		20	0.20	8	
		100	0.1	5	
		120	0.1	5	
0.2	25-100% de la carga nominal <15VA 1 VA-100%	5	0.75	30	Medición del porcentaje de precisión
		20	0.35	15	
		100	0.2	10	
		120	0.2	10	
0.2S 3)	25-100% de la carga nominal <15VA 1 VA-100%	1	0.75	30	Medición del porcentaje de precisión
		5	0.35	15	
		20	0.2	10	
		100	0.2	10	
0.5	25-100% de la carga nominal	5	1.5	90	Medición estándar comercial
		20	0.75	45	
		100	0.5	30	
		120	0.5	30	
0.5S 3>	25-100% de la carga nominal	1	1.5	90	Medición del porcentaje de precisión
		5	0.75	45	
		20	0.5	30	
		100	0.5	30	
		120	0.5	30	

Clase	Carga o Burden 1)	Límites de errores			Aplicación
		Corriente clasificada en %	Error de relación en %	Error de fase en minutos	
1.0	25-100% de la carga nominal	5	3.0	180	Industrial grade meter
		20	1.5	90	
		100	1.0	60	
		120	1.0	60	
3.0	50-100%	50	3.0	-	Instrumentos
		120	3.0	-	
5.0	50-100%	50	5.0	-	Instrumentos
		120	5.0	-	
5Pand 5PR4)	100%	100	1.0	60	Protección
		ALF x In	5 2)	-	
10P and 10PR4)	100%	100	3.0	-	Protección
		ALF x In	10 2)	-	
PX 5)	Ek, le, Rct	-	-	-	Protección

Tabla 2.8. Clases de exactitud según IEEE C57.13

Clase	Límites de error					
	Tiempo de corriente clasificada	Error de potencia %	Designación	Ohm	Factor de Potencia	Aplicación
0.3	1.0	0.3	B-0.1 B-0.2 B-0.5 B-0.9 B-1.8	0.1 0.2 0.5 0.9 1.8	0.9 0.9 0.9 0.9 0.9	Medición
	0.1	0.6				
0.6	1.0	0.6				
	0.1	1.2				
1.2	1.0	1.2				
	0.1	2.5				

Clase	Tiempo de corriente clasificada	Porcentaje de error	Sec. Voltaje terminal	Designación	Factor de Potencia	Aplicación
C100*) T100	20	10	100	B-1.0	0.5	Protección
C200 T200	20	10	200	B-2.0	0.5	
C400 T400	20	10	400	B-4.0	0.5	
C800 T800	20	10	800	B-8.0	0.5	

*) C = calculado, T = probado. Válido para TC's en el cual el flujo de la salida en la base del transformador tiene un efecto apreciable en el cociente.
La clase C se utiliza para núcleos con la bobina uniformemente distribuida, es decir, cuando el flujo de la salida es insignificante.

2.3.4.9. Diferencia Entre un TC para Medida y otro para Protección

Los transformadores de corriente para medida deben mantener su precisión hasta el nivel de corrientes próximo a la nominal y es conveniente que se saturen rápidamente cuando esta se sobrepase, con objeto de proteger los instrumentos de medida. En cambio, cuando se trate de protección, la precisión debe existir tanto para intensidades bajas como altas, dado que estas últimas son las que indican la existencia de fallas en la red. Por tanto no podrán utilizarse transformadores de intensidad de medida para protección ya que, en caso de una falla, la información que suministrarían no sería correcta.

El caso contrario, consiste en conectar aparatos de medida a transformadores de intensidad para protección, es posible, si bien se deberá tener

en cuenta de que en casos de una falla el aparato de medida recibirá una intensidad muy elevada que puede llegar a desajustarlo o incluso averiarlo.

2.3.5. TRANSFORMADOR DE POTENCIAL.

Un transformador de voltaje es un dispositivo destinado a la alimentación de aparatos de medición y /o protección con tensiones proporcionales a las de la red en el punto en el cual está conectado. El primario se conecta en paralelo con el circuito por controlar y el secundario se conecta en paralelo con las bobinas de voltaje de los diferentes aparatos de medición y de protección que se requiere energizar. Cada transformador de voltaje tendrá, por lo tanto, terminales primarios que se conectarán a un par de fases o a una fase y tierra, y terminales secundarios a los cuales se conectarán aquellos aparatos de medida y protección.

2.3.5.1. Definiciones.

2.3.5.1.1. Voltaje primaria y secundaria nominal

El valor del voltaje primario y secundario sobre la cual está basada la condición de funcionamiento del transformador.

2.3.5.1.2. Relación de transformación real

Es la relación de voltaje primario real sobre el voltaje secundario real.

2.3.5.1.3. Relación de transformación nominal

Es la relación de voltaje primario nominal sobre el voltaje secundario nominal.

2.3.5.1.4. Error de relación.

Es el error que introduce el transformador en la medición de potencial y que proviene del hecho que la relación de transformación real no es igual a la relación de transformación nominal figura 2.19.

El error de relación expresado en porcentaje, viene dado:

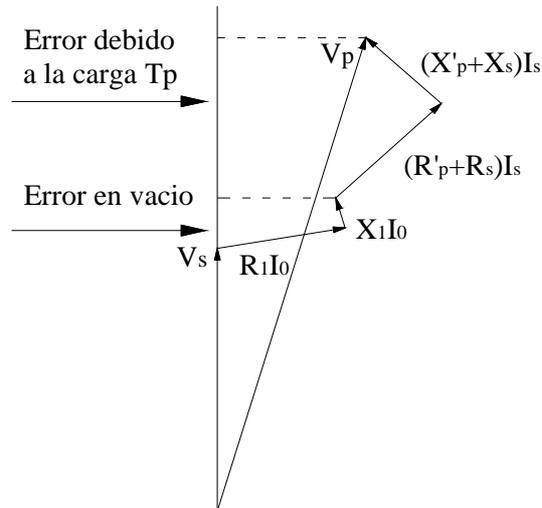


Figure 2.19. Diagrama vectorial de un transformador de potencial real.

$$error_voltaje\% = \frac{(K_n \cdot V_s - V_p) \cdot 100}{V_p} = \left(\frac{K_n}{K} - 1 \right) \cdot 100 \quad (2.7)$$

Donde:

- K_n relación de transformación nominal (V_{pn} / V_{sn}),
- V_p voltaje primario real
- V_s voltaje secundario real correspondiente a la voltaje V_p , bajo condiciones de medición.
- R'_1 resistencia de dispersión del primario referida al secundario
- X'_1 reactancia de dispersión del primario referida al secundario.

2.3.5.1.5. Error de fase

Diferencia de fase entre los vectores de las tensiones primaria y secundaria, con el sentido de los vectores elegido de forma que este ángulo sea nulo para un transformador perfecto.

El error de fase se considera positivo cuando el vector de voltaje secundaria esta en adelanto sobre el vector de voltaje primaria. Se expresa habitualmente en minutos o centirradianes.

2.3.5.1.6. Clase de precisión

Designación aplicada a un transformador de potencial cuyos errores permanecen dentro de los límites especificados para las condiciones de empleo especificadas. Con ella se designa el error máximo admisible que el TP puede introducir en la medición de potencia operando con su **Un** primaria y la frecuencia nominal.

2.3.5.1.7. Carga de precisión

Es el valor de la impedancia del circuito secundario expresado en ohmios con indicación del factor de potencia en la que están basados los requerimientos de precisión.

2.3.5.1.8. Potencia de precisión

Es el valor de la potencia aparente (en Volt-Ampere con un factor de potencia especificado) que el transformador suministra al circuito secundario a la voltaje secundaria nominal cuando está conectado su carga de precisión.

2.3.5.1.9. Coeficiente de puesta a tierra

El coeficiente de puesta a tierra de una red trifásica en el punto de instalación de un equipo, y para una configuración dada de la red, es la relación, expresada en tanto por ciento, de la voltaje eficaz más elevada a la frecuencia de la red entre una fase sana y tierra en dicho punto durante una falla a tierra (que afecte a una o dos fases en un punto cualquiera de la red), a la voltaje eficaz entre fases de frecuencia de la red que se tendría en un punto de instalación en ausencia de la falla.

2.3.5.1.10. Red con neutro puesto a tierra

Red cuyo neutro está conectado a tierra bien sea directamente o por una resistencia o reactancia de valor pequeño para reducir las oscilaciones transitorias y dejar pasar una corriente de intensidad suficiente para la protección selectiva contra las fallas a tierra.

Una red trifásica con neutro efectivamente puesto a tierra en un punto determinado es una red caracterizada por un coeficiente de puesta a tierra.

2.3.5.2. Especificaciones del Transformador de Potencial

Los factores importantes para la selección los TP son:

- Normas (IEC, IEEE)
- Transformador de potencial inductivo o capacitivo.
- Nivel de voltaje de servicio
- Altitud sobre nivel del mar (si es >1000 m)
- Voltaje nominal primario
- Voltaje nominal secundario
- Relación
- Factor de voltaje nominal
- Burden (Carga) y exactitud para cada núcleo
- Nivel de contaminación.

2.3.5.3. Tipos de Transformador de Potencial

Los transformadores del voltaje se pueden dividir en dos grupos:

- Transformador de potencial inductivo.
- Transformador de potencial capacitivo.

Los TP inductivos son los más económicos pero se los utiliza hasta un voltaje aproximadamente 145 kV y a los TP capacitivos son utilizados sobre los 145kV.

2.3.5.4. Nivel de Aislamiento

Se presenta valores para el nivel de aislamiento según Normas IEC y según Normas IEEE/ANSI.

2.3.5.4.1. Niveles del aislamiento nominal según IEC

El nivel de aislamiento según normas IEC se muestra a continuación en las Tablas 2.9 y 2.10.

Tabla 2.9. Transformador de potencial inductivo según IEC 60044-2:

Voltaje máximo del sistema kV	Voltaje soportado en frecuencia industrial		Voltaje de impulso soportado por rayo kV	Prueba de voltaje de VRI kV	Nivel máximo de VRI μV	Prueba de voltaje de PD kV*)	Nivel máximo de PD pC
	Seco kV	Mojado kV					
24	50	50	125	-	-	29	10
36	70	70	170	-	-	43	10
52	95	95	250	-	-	62	10
72.5	140	140	325	-	-	87	10
82.5	150	150	380	-	-	99	10
123	230	230	550	78	2500	148	10
145	275	275	650	92	2500	174	10
170	325	325	750	108	2500	204	10

VRI (Voltaje de radio interferencia)
DP (descarga parcial)

Tabla 2.10. Transformador de potencial capacitivo según IEC 60186, IEC 60358 y IEC 60044-5.

Voltaje máximo del sistema [kV]	Voltaje soportado en frecuencia industrial		Voltaje soportado a impulsos atmosféricos kV	Prueba de voltaje de VRI kV	Nivel máximo de VRI μV	Prueba de voltaje de PD kV*)	Nivel máximo de PD pC	Voltaje máximo del sistema [kV]
	seco kV	mojado kV						
72.5	140	140	325	-	-	-	87	10
123	230	230	550	-	78	2500	148	10
145	275	275	650	-	92	2500	174	10
170	325	325	750	-	108	2500	204	10
245	460	460	1050	-	156	2500	294	10
300	460	-	1050	850	190	2500	360	10
362	510	-	1175	950	230	2500	435	10
420	630	-	1425	1050	267	2500	420*	10
525	680	-	1550	1175	333	2500	525*	10
765	975	-	2100	1550	486	2500	765*	10

Los voltajes de la prueba se aplican en < 1000 m sobre nivel del mar
*) Sistema de neutro conectado a tierra

2.3.5.4.2. Niveles básicos del aislamiento según IEEE/ANSI

A continuación en las Tablas 2.11 y 2.12 se muestra los valores del nivel de aislamiento según Normas IEEE/ANSI.

Tabla. 2.11. Transformador de potencial inductivo según IEEE C57.13

Máximo voltaje del sistema kV	Voltaje soportado en frecuencia industrial		Voltaje soportado a impulsos atmosféricos kV	Prueba de voltaje VRI kV	Nivel máximo VRI μV
	Seco kV	Mojado kV			
25.5	50	50	150	-	-
36.5	70	70	200	21	50
48.3	95	95	250	28	50
72.5	140	140	350	42	50
121	230	230	550	70	50
145	275	275	650	84	50
169	325	315	750	98	50
Los voltajes de prueba se aplican en ≤ 1000 msnm					

Tabla 2.12. Transformador de potencial inductivo según IEEE C57.13 ANSI/NEMA C93.1 -1999

Máximo voltaje del sistema kV	Voltaje soportado en frecuencia industrial		Voltaje soportado a impulsos atmosféricos kV	Voltaje soportado a impulsos de maniobra kV	Prueba de voltaje VRI kV	Nivel máximo VRI μV
	Seco kV	Mojado kV				
72.5	165	140	350	-	42	125
121	265	230	550	-	70	250
145	320	275	650	-	84	250
169	370	325	750	-	98	250
242	525	460	1050	-	140	250
362	785	680	1550	975	209	250
550	900	780	1800	1300	318	500
800	1200	1050	2425	1675	462	750
Los voltajes de prueba se aplican en ≤ 1000 msnm						

Para corrección de altura se aplica el mismo criterio que los transformadores de corriente indicados en el literal 2.3.4.3.

2.3.5.5. Cargas y Clases de Exactitud.

La clasificación principal de los transformadores de voltaje se basa en el destino o utilización del transformador distinguiéndose dos tipos de medida y protección.

2.3.5.5.1. Transformadores de voltaje para medida.

Son los concebidos para alimentar equipos de medida. Una de sus características fundamentales es que deben ser exactos en las condiciones normales de servicio. El grado de exactitud de un transformador de medida se mide por su **clase o precisión**, la cual nos indica en tanto por ciento el máximo error que se comete en la medida. La norma IEC Tabla 2.9 y 210., especifica que la clase o precisión debe mantenerse cuando la voltaje que se aplica en el arrollamiento primario se encuentre comprendida en un rango que va del 80 al 120 % de la voltaje primaria nominal, asimismo también debe mantenerse dicha precisión cuando la carga conectada al secundario del transformador esté comprendida entre el 25 y el 100 % de la carga nominal y con un factor de potencia de 0,8 inductivo.

2.3.5.5.2. Transformadores de voltaje para protección.

Son aquellos destinados a alimentar relés de protección. Si un transformador va a estar destinado para medida y protección, se construye normalmente con dos arrollamientos secundarios, uno para medida y otro para protección, compartiendo el mismo núcleo magnético, excepto que se desee una separación galvánica. Por esta razón, en la norma IEC, se exige que los transformadores de protección cumplan con la clase de precisión de los transformadores de medida.

Todos los transformadores de potencial destinados a protección deben cumplir con alguna de las clases de precisión definidas en la Tabla 2.10., y además deben ser de una de las clases de precisión definidas

Tabla 2.13. Clases de precisión según IEC 60044-2:

Clase de precisión	Límites		Límites de Error		Aplicación
	Carga %	Voltaje %	Relación %	Desfasamiento en minutos	
0.1	25-100	80-120	0.1	5	Laboratorio
0.2	25-100 <10VA 0-100% PF=1	80-120	0.2	10	Precisión y medida del rendimiento
0.5	25-100	80-120	0.5	20	Medidas del rendimiento
1.0	25-100	80-120	1.0	40	Medidas Industriales
3.0	25-100	80-120	3.0	-	Instrumentación
3P	25-100	5-Vf *)	3.0	120	Protección
6P	25-100	5-Vf *)	6.0	240	Protección

*) Vf = Voltaje factor

Tabla.2.14. Clase de precisión según IEEE C57.13

Clase	Límites		Error de potencia a en la carga medida FP 0.6-1.0	Aplicación
	Carga %	Voltaje %		
0.3	0-100	90-110	0.3	Medidas de llegada
0.6	0-100	90-110	0.6	Medidas estándares
1.2	0-100	90-110	1.2	Retransmisión

Cargas estándares	VA	Factor de Potencia
M	35	0.20
W	12.5	0.10
X	25	0.70
Y	75	0.85
Z	200	0.85
ZZ	400	0.85

CAPITULO III

SISTEMA DE PROTECCIONES EN LA SUBESTACIÓN.

3.1. INTRODUCCIÓN.

Las subestaciones forman parte indispensable de los sistemas eléctricos de potencia pues son centros de transformación de energía que enlazan las líneas eléctricas de alta tensión con las líneas de media tensión o viceversa dependiendo del tipo de subestación que se esté analizando, ya que una subestación es un conjunto de aparatos de maniobra y circuitos instalados en un lugar determinado que tienen la función de modificar los parámetros de potencia eléctrica (tensión y corriente).

De ahí la importancia que tiene la protección en la subestación ya que cada elemento está sujeto a una falla o corto circuito y otro tipos de eventos que afectarán a la subestación, para lo cual se utiliza relés numéricos que detectaran las fallas, e iniciarán la operación de los dispositivos de interrupción en los circuitos y aislar los equipos o aparatos con falla, de manera que se minimice el efecto de la falla y se mantenga la continuidad del servicio en el resto del sistema.

Para dar la importancia que tienen las protecciones en la subestación, se puede establecer una distribución de probabilidad de ocurrencia de fallas [10].

Fallas de naturaleza eléctrica	73%
Fallas de operación de relés y otros dispositivos.	12%
Fallas debidas a errores de personal	15%

3.2. PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA.

3.2.1. GENERALIDADES.

El transformador de potencia es uno de los elementos más vitales e importantes del sistema de eléctrico de potencia. La elección de la protección apropiada puede estar condicionada tanto por consideraciones técnicas, de confiabilidad, económicas y por el tamaño del transformador.

En la protección del transformador se están utilizando técnicas de procesos avanzados a través de señales numéricas y recientemente introducciones de inteligencia artificial, lo cual facilita tener una protección más rápida, segura y confiable para el transformador

3.2.2. CRITERIOS GENERALES DE EQUIPAMIENTO.

La protección que se dará al transformador de la subestación será contra fallas internas y contra sobrecalentamientos, causados por sobrecargas o por fallas externas prolongadas.

Para los transformadores conectados a barras de alto voltaje se instalará una protección diferencial total, con eso se trata de cubrir las fallas en las acometidas [12].

Para el caso de de bancos monofásicos se debe instalar protecciones diferenciales en cada bobinado, evitando así que las mismas estén condicionados por el cambio de regulación efectuado por la Regulación bajo carga (RBC)

3.2.3. PROTECCIÓN DIFERENCIAL.

El relé diferencial de corriente es el tipo de protección usada más comúnmente para transformadores de 10 MVA en adelante. La protección diferencial es muy adecuada para detectar las fallas que se producen tanto en el interior del transformador como en sus conexiones externas hasta los transformadores de corriente asociados con esta protección.

3.2.3.1. Tipos de Relés Diferenciales para Protección.

A continuación se describe los diferentes tipos de protección diferencial aplicables al transformador de potencia.

3.2.3.1.1. Protección diferencial usando relés de sobrecorriente temporizados.

Estos relés de sobrecorriente sin restricción, son poco usados en aplicaciones actuales debido a que son susceptibles a operar mal por causas tales como corriente de magnetización “inrush” cuando se energiza el transformador y errores de saturación o errores de disparidad de los transformadores de corriente.

3.2.3.1.2. Protección diferencial usando relés diferenciales porcentuales.

Ésta es una protección que dispone de una restricción para evitar disparos indeseados ante fallas externas debido a la disparidad en los transformadores de corriente. Esto permite incrementar la velocidad y seguridad de la protección con una sensibilidad razonable para corrientes de falla bajas.

3.2.3.1.3. Protección diferencial usando relés diferenciales porcentuales con restricción de armónicos.

Algunos relés diferenciales incorporan en su diseño una restricción de armónicos para evitar disparos indeseados debidos a corrientes de “inrush”.

En la práctica es recomendable utilizar la protección diferencial de porcentaje para protección contra fallas de cortocircuitos para todos los bancos de transformadores de potencia para cuya capacidad supere los 10MVA, por lo tanto se utilizara dicha protección.

3.2.4. PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE.

La protección de sobrecorriente en transformadores de potencia, se utiliza como protección de respaldo de la protección diferencial y para fallas externas. Los relés de sobrecorriente sólo se utilizan como protecciones principales en los transformadores cuando el costo de la protección diferencial no se justifica.

3.2.4.1. Sobrecorriente de Fase Instantánea.

El uso de la unidad instantánea para protección de transformadores no es tan recomendable, ya que se pueden presentar operaciones indeseadas ante corrientes de energización o por fallas en otros niveles de voltaje. Cuando esta

unidad se utiliza, su ajuste debe ser superior a la máxima corriente subtransitoria asimétrica para una falla en el lado de baja voltaje del transformador.

Así mismo, la unidad instantánea se debe ajustar en un valor superior a la corriente "inrush" del transformador, para evitar disparos inadecuados.

3.2.4.2. Protección de Falla a Tierra.

El valor de arranque de los relés de sobrecorriente de tierra se recomienda en un valor del 40% de la corriente nominal del transformador, dado que los niveles de desbalance esperados en el sistema son inferiores este valor. El dial y la curva se determinan de acuerdo con el estudio de corto circuito.

Para el ajuste de los relés de sobrecorriente de tierra, se simulan fallas monofásicas y de alta impedancia en varios puntos del sistema (varios niveles de voltaje del transformador), se registran las corrientes residuales y a partir de estos resultados se escogen los ajustes más adecuados haciendo las verificaciones del caso y cuidando de que estos relés queden con un alto grado de sensibilidad, manteniendo una selectividad apropiada.

3.2.4.3. Protección de Sobrecorriente para el Devanado Terciario.

El devanado terciario de un autotransformador o de un transformador con devanado terciario es usualmente de menor capacidad que los otros dos devanados. Los relés de sobrecorriente que protegen los devanados principales normalmente no ofrecen protección a los devanados terciarios. En condiciones de fallas externas a tierra, por estos devanados circulan corrientes muy altas, por lo tanto, se debe disponer de un relé independiente de sobrecorriente para dicho devanado.

El método a seleccionar para proteger el devanado terciario, generalmente depende de si se conecta o no carga a dicho devanado. Si el devanado terciario no tiene carga, la protección puede consistir en un solo relé de sobrecorriente conectado en serie a uno de los CT's ubicado en el interior de la delta. Este relé sólo detectará fallas a tierra del sistema y fallas entre fases en el terciario o entre sus conexiones.

Si el devanado terciario alimenta una carga conectada en estrella aterrizada, se puede proteger parcialmente con un solo relé de sobrecorriente,

alimentado por tres CT's, uno en cada devanado de la delta y conectados en paralelo al relé.

Esta protección sólo detecta las corrientes de secuencia cero pero no las corrientes de secuencia positiva y negativa, por lo tanto, sólo operará para fallas a tierra en la delta terciaria, pero no cubrirá las fallas entre fases, figura. 3.1.

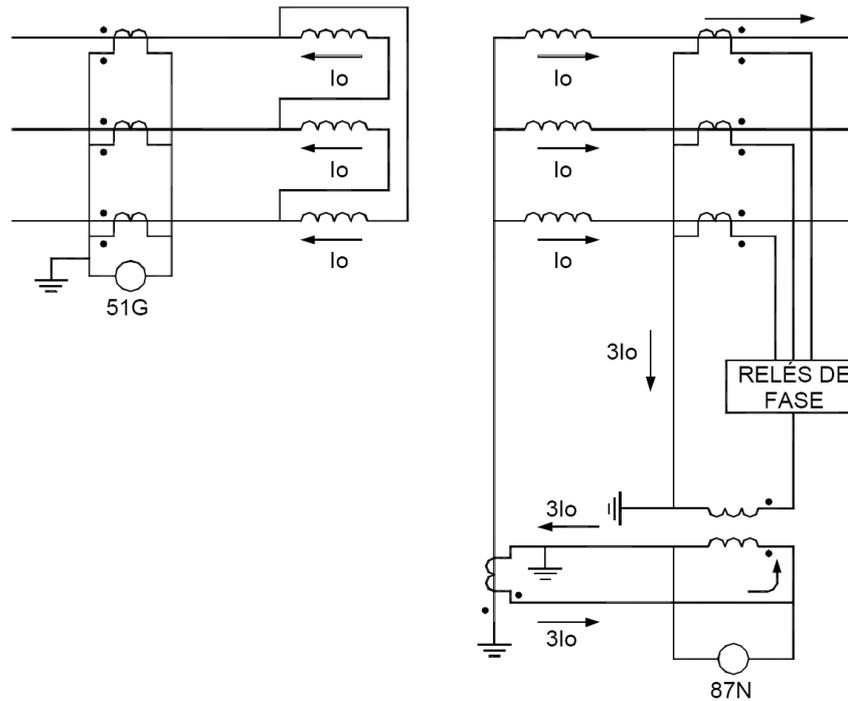


Figura 3.1. Protección de falla a tierra de una delta usando relés de sobrecorriente residual y relés de tierra conectados diferencialmente

3.2.4.4. Protección del Transformador de Puesta a Tierra.

Un transformador de puesta a tierra es un transformador ideado principalmente con la finalidad de proporcionar un punto neutro a efectos de puesta a tierra. Puede ser una unidad de dos devanados con el devanado secundario conectado en triángulo y el devanado primario conectado en estrella que proporciona el neutro a efectos de puesta a tierra o puede ser un autotransformador trifásico de un solo devanado con devanados en estrella interconectada, o sea en zig-zag.

El esquema de protección consiste en relés de sobrecorriente conectados a un TC en delta, de tal manera que ante fallas a tierra, externas al transformador de puesta a tierra, la secuencia cero quede atrapada dentro de la delta evitando la

operación del relé. Esto permite una mayor sensibilidad al relé para detección de fallas internas, figura. 3.2.

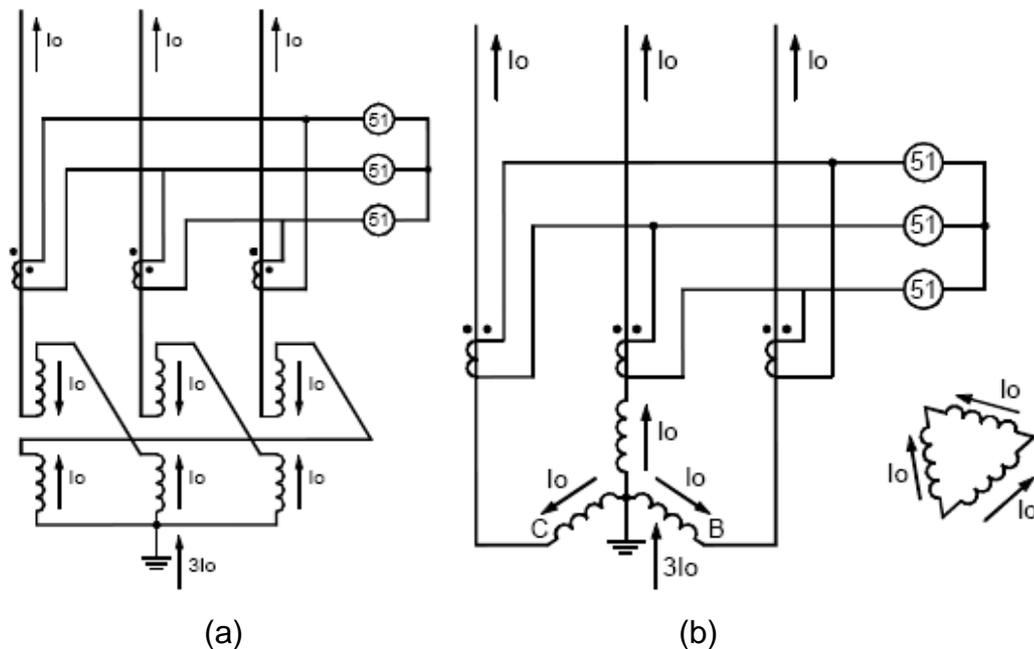


Figura 3.2. Protección de transformadores de tierra (a) Zigzag (b) Y-Δ

3.2.5. PROTECCIONES MECÁNICAS.

3.2.5.1. Relé de Presión Súbita o Válvula de Sobrepresión (SPR).

Estos relés son aplicables en transformadores sumergidos en aceite. Estos relés operan ante cambios súbitos de presión del aceite, que se originan durante fallas internas. Este relé no opera por presiones estáticas o cambios de presión resultantes de la operación normal del transformador, que pueden ocurrir ante cambios de carga y de temperatura. Son usados generalmente para dar disparo con los contactos en paralelo con el relé diferencial, aunque también pueden ser utilizados para dar solo alarma si se prefiere.

El tiempo de operación del relé SPR (Sudden Pressure Relay) varía desde medio ciclo hasta 37 ciclos, dependiendo de la magnitud de la falla. Este relé se recomienda para todos los transformadores con capacidad superior a 5 MVA.

3.2.5.2. Relé Buchholz.

El relé Buchholz es una de las protecciones propias del transformador y se utiliza ampliamente en la protección de transformadores sumergidos en aceite, éste es una combinación de acumulador de gas y relé de aceite y es instalado en la parte superior del tanque principal. Sirve para detectar fallas internas, cortocircuitos, arcos eléctricos y bajo nivel de aceite

3.2.5.3. Detectores de Nivel de Aceite.

Este relé opera cuando el nivel de aceite no es el requerido cerrando unos contactos que disparan el disyuntor del transformador.

3.2.5.4. Detectores de Temperatura.

Estos pueden consistir en termómetros, que se instalan en los devanados del transformador para detectar temperaturas muy altas que se pueden presentar por sobrecargas o daños en el sistema de refrigeración

3.2.5.5. Relé de Imagen Térmica.

Evitará todo exceso de temperatura no admisible, provocado por cualquier causa externa, tales como: fallas en el sistema de refrigeración, excesiva temperatura ambiente, etc.

Este relé determina la temperatura de los devanados con base en la corriente que circula por ellos y en la temperatura previa del aceite del transformador. Consiste de una resistencia inmersa en el aceite del transformador y que está conectada a los TC's ubicados a la salida del transformador; el calentamiento de esta resistencia es medida con un sensor de temperatura para dar alarma, disparo o control del mecanismo de enfriamiento de los transformadores.

A continuación se muestra las protecciones que deben incluirse en la protección del transformador, pero para el estudio del tema solo se utilizara el relé diferencial de porcentaje con restricción de armónicos

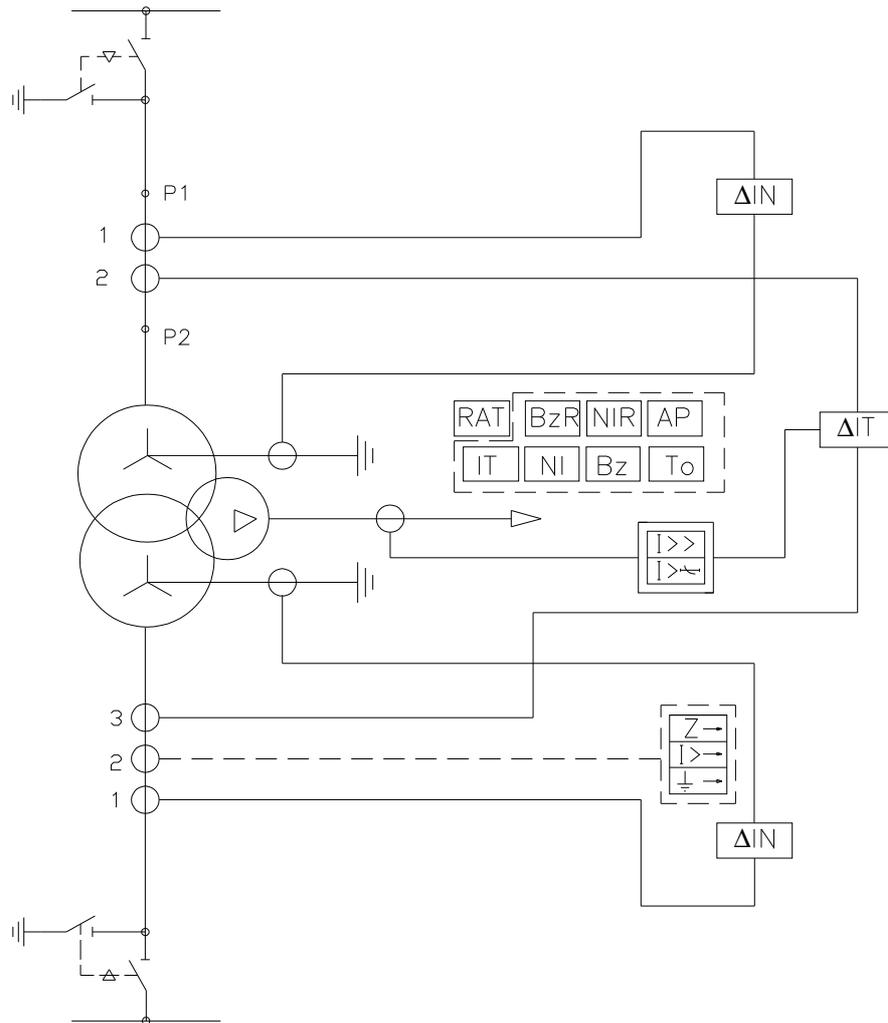


Figura 3.3. Esquema unifilar de las protecciones de un transformador de potencia.

B _z R	Relé Buchholz bajo carga
NIR	Nivel de aceite bajo carga
AP	Alivio de Precisión
IT	Imagen Térmica
NI	Nivel de aceite
B _z	Relé Buchholz
To	Termómetro de contacto
ΔIN	Diferencial de Tierra Restringida
ΔIT	Diferencial del Transformador
Z→	Protección de Impedancia
I>→	Sobrecorriente de fase direccional
⊥>→	Sobrecorriente de tierra direccional
I>>	Instantáneo de sobrecorriente
I>	Temporizado de sobrecorriente

3.3. PROTECCIÓN DE BARRAS.

3.3.1. GENERALIDADES.

La Barra es un elemento que dispone de una alta confiabilidad sin embargo ocurren falla, llegando a ser un elemento crítico en el sistema de potencia ya que es el punto de convergencia de muchos circuitos tales como: transmisión, generación o carga.

La barra del sistema de potencia debe estar provista de una protección de alta velocidad que minimice los daños en los equipos y que evite la inestabilidad del sistema, ante condiciones de falla.

3.3.2. DEFINICIÓN DE UNA PROTECCIÓN DE BARRAS.

En la protección de barras se usan varios esquemas:

- Protección diferencial.
- Protección diferencial parcial.
- Zonas diferenciales combinadas.
- Comparación direccional.

3.3.2.1. Protección Diferencial de Barras.

El relé es el sistema de protección más utilizado en las instalaciones nuevas, ya que detecta tanto las fallas de fase como las de tierra.

Hay muchas variedades de protección diferencial, cada una de ellas tiene sus propias características, las cuales deben ser examinadas cuidadosamente antes de seleccionar.

3.3.2.1.1. Protección diferencial de alta impedancia.

En este tipo de protección diferencial todos los transformadores de corriente deben tener la misma relación de transformación y una impedancia de dispersión secundaria.

3.3.2.1.2. Protección diferencial porcentual.

Los relés diferenciales porcentuales tienen circuitos de restricción y circuitos de operación. La corriente requerida para la operación del relé depende de las corrientes de restricción. La máxima seguridad para fallas externas se obtiene cuando todos los TC's tienen la misma relación de transformación, en caso contrario, se deberán utilizar TC's auxiliares (para compensar los desequilibrios de corrientes por diferencias en las relaciones de transformación) de alta calidad y exactitud para asegurar estabilidad de la protección diferencial ante una falla externa.

3.3.2.1.3. Protección diferencial porcentual con alta impedancia moderada.

La característica porcentual de este tipo de relé hace posible el uso del relé de manera independiente de la condición de falla externa máxima.

El circuito diferencial de impedancia alta moderada en conjunto con la acción de la restricción, hace que el relé sea insensible a los efectos de la saturación del TC ante una falla externa. El relé responde a fallas internas haciendo caso omiso de la saturación de cualquier de los TC's asociados con la protección.

3.3.2.2. Protección Diferencial Parcial.

Conocido como protección de "barra sobrecargada" o de "respaldo selectivo". Está basado en una variación del principio diferencial, dado que no incluye todos los campos de la protección diferencial de barras.

Para implementar la protección diferencial parcial se pueden utilizar relés de distancia o de sobrecorriente. Estos relés deben coordinarse con los relés de distancia.

3.3.2.3. Protección de Barras con Comparación Direccional.

Este esquema compara la dirección del flujo de corriente en cada uno de los circuitos conectados a la barra. Si las corrientes en todos los circuitos confluyen en la barra es porque hay una falla en ella; si la corriente en uno o más circuitos fluye fuera de la barra, es porque existe una falla externa.

3.3.2.4. Zonas Diferenciales Combinadas.

La protección diferencial de barras de un sistema de potencia se puede extender para incluir equipos que normalmente no se consideran parte de la barra, tales como: el transformador de potencia y la barra de bajo voltaje de éste, una línea de interconexión con otra subestación, bancos de condensadores, reactores o reguladores.

3.3.3. PROTECCIÓN DIFERENCIAL SEGÚN LA CONFIGURACIÓN DE LA SUBESTACIÓN.

3.3.3.1. Barra Principal y Barra de Transferencia.

El propósito de esta configuración es proveer un medio para sacar de servicio un disyuntor sin tener que desconectar el circuito. El disyuntor de transferencia está incluido en el esquema diferencial de barras.

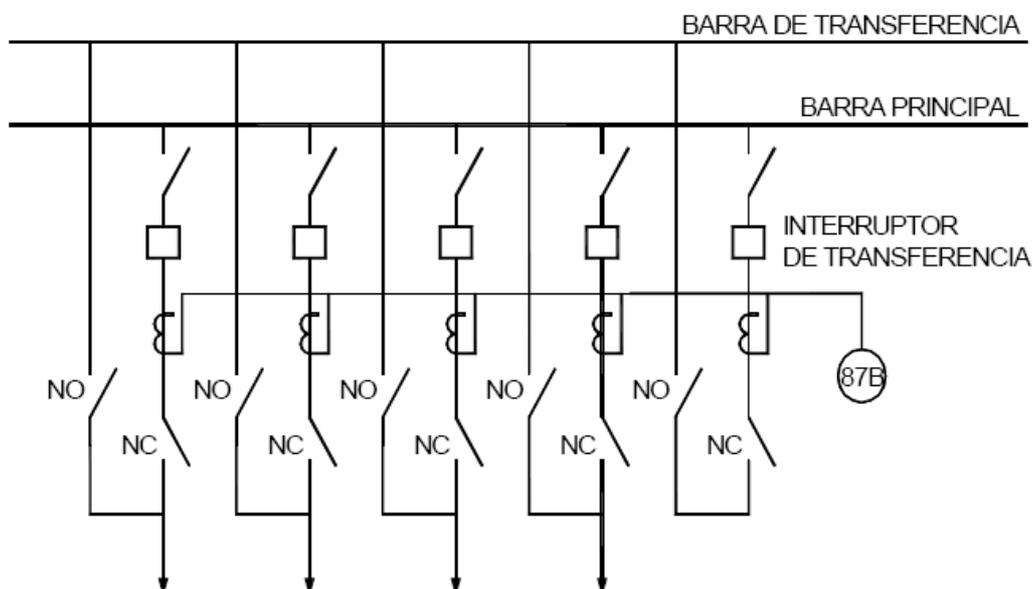


Figura. 3.4. Barra principal y barra de transferencia.

3.3.3.2. Doble Barra.

Con esta disposición, cada línea puede alimentarse indistintamente desde cada uno de los juegos de barra y, por tanto, resulta posible dividir las salidas en dos grupos independientes. También resulta posible conectar todas las líneas

sobre un juego de barras mientras se realizan trabajos de revisión sobre el otro juego de barras, en el caso de fallas en una barra no implica la desconexión total del sistema.

En esta configuración cada una de la barras tendrá su protección diferencial de barras.

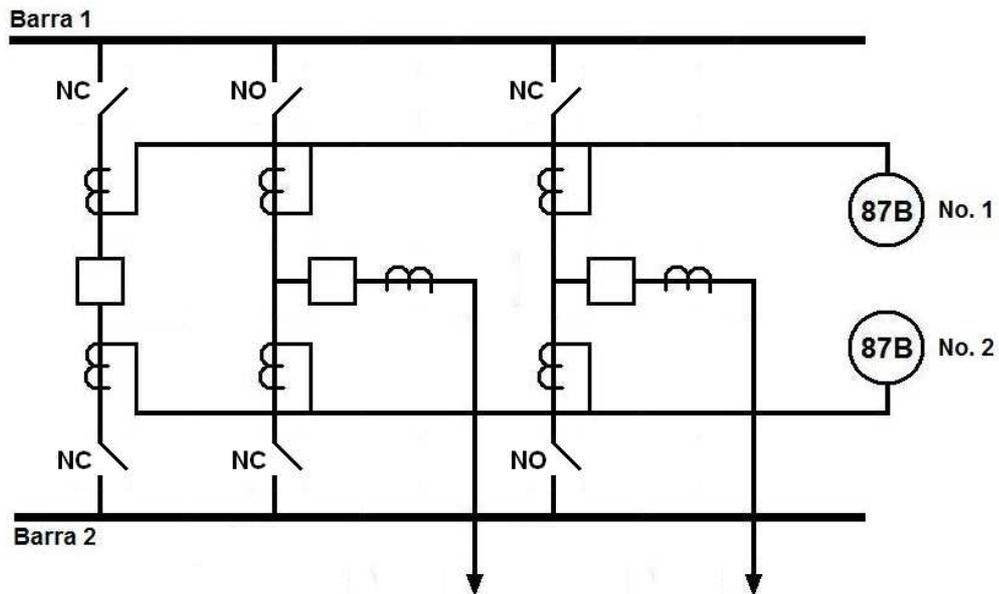


Figura. 3.5. Barra Doble con sus dos Protecciones de Barras

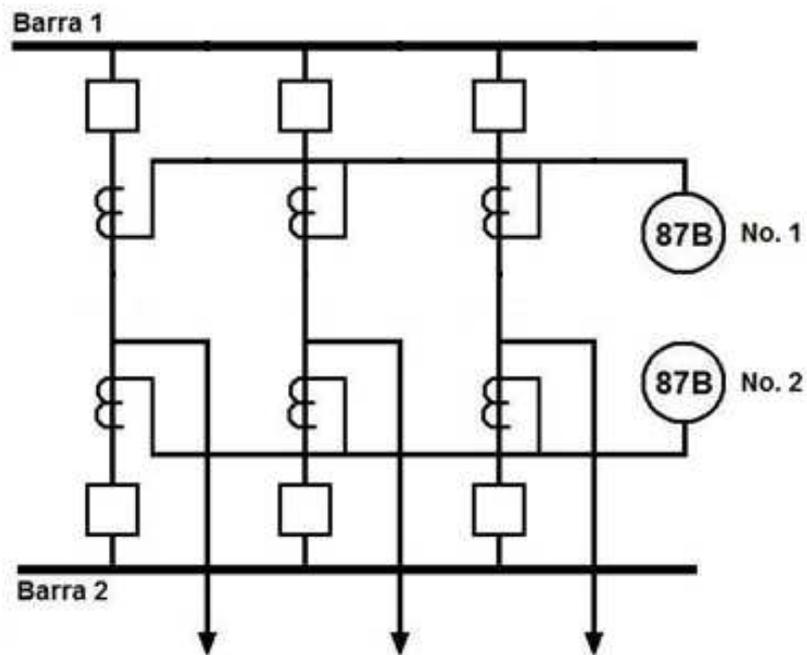


Figura. 3.6. Barra Doble con sus dos Protecciones de Barras

Otras alternativas para el esquema de doble barra son:

- Doble barra con by-pass
- Doble barra y barra de transferencia
- Doble barra con doble barra de transferencia.

3.3.3.3. Disyuntor y Medio.

Con este esquema se logra un alto grado de confiabilidad, dado que cualquier disyuntor se puede retirar de operación, manteniendo todas las líneas de transmisión energizadas, cada una de las barras tendrá una protección diferencial de barras independiente.

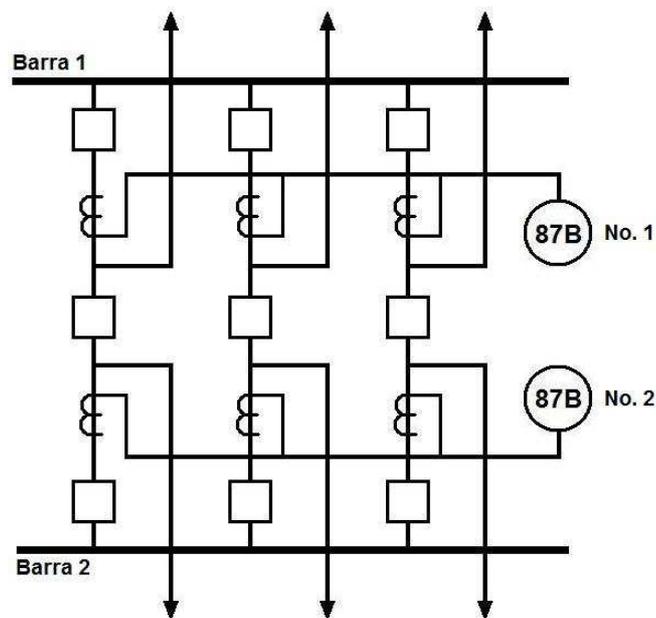


Figura 3.7. Configuración "Disyuntor y ½"

El esquema de protección diferencial de barras varía de acuerdo con la configuración que tenga la subestación. Para aquellas configuraciones en donde hay acople de circuitos de una barra a otra (doble barra, doble barra más barra de transferencia), se utiliza un relé de comparación direccional o dos relés diferenciales de alta impedancia porcentuales para el esquema diferencial de barras, no es recomendable utilizar para este tipo de esquemas relés de alta

impedancia clásicos ya que si se utilizan podrían quedar abiertos los secundarios de los TC's trayendo como consecuencia el daño permanente del núcleo o del TC mismo.[11]

Por lo tanto para la configuración de disyuntor y medio "1 ½" se puede proteger con relés diferenciales de alta impedancia del cualquier tipo, ya que las dos barras no se conmutan, y por lo tanto cada una de las barras tendrá protección diferencial de alta impedancia independientes. figura 3.7.

3.4. PROTECCIÓN DE LÍNEAS.

Las líneas son los elementos del sistema eléctrico que interconectan dos más subestaciones por lo tanto están sometidos permanentemente a las consecuencias de los fenómenos meteorológicos y a los riesgos de ser afectados por otras circunstancias, por tal razón es importante su protección.

3.4.1. CARACTERÍSTICAS BÁSICAS.

3.4.1.1. Confiabilidad.

Para el diseño de un sistema de protección esta es una de las consideraciones más importantes. La confiabilidad está definida como la probabilidad de que un relé o sistema de protecciones no actúe inadecuadamente y está compuesta por dos aspectos: fiabilidad y seguridad.

3.4.1.1.1. La fiabilidad.

Es el grado de certeza con el que un relé o sistema de relés opere correctamente cuando sea requerido para hacerlo, es decir, sin excluir disparos cuando sean necesarios.

3.4.1.1.2. La seguridad.

Es el grado de certeza de que un relé o un sistema de relés no opere incorrectamente en ausencia de fallas, o que no emita disparos erróneos.

3.4.1.2. Selectividad y Coordinación.

La selectividad en un sistema de protecciones consiste en que cuando ocurra una falla, ésta sea despejada por los relés adyacentes a la misma, evitando la salida de otros circuitos innecesarios. Esto se refiere al proceso de operación rápida de los relés para condiciones de falla de tal forma que actúen inicialmente las protecciones principales, aislando el elemento fallado que tiene incidentes y teniendo un respaldo de protecciones en caso de que no funcionen las protecciones principales.

3.4.1.3. Velocidad o Tiempo de Despeje de Fallas.

Los requerimientos de velocidad deben determinarse muy cuidadosamente teniendo en cuenta que si la protección es lenta el sistema puede desestabilizarse y los equipos pueden sufrir daños adicionales, pero si la protección es demasiado rápida se pueden perjudicar la seguridad y la selectividad del sistema.

3.4.1.4. Sensibilidad de la Protección.

La protección deberá asegurar sensibilidad ósea se refiere a las mínimas cantidades actuantes con las cuales se debe ajustar el relé para que detecte un condición anormal. Al momento de observar la sensibilidad de la protección, hay que tomar en cuenta algunos inconvenientes como: fallas a tierra, desbalances de voltaje que se presenten en el sistema, etc.

3.4.1.5. Simplicidad.

El sistema de protección debe esta característica tan importante, ya que los nuevos relés contienen funciones múltiples creando gran cantidad de soluciones para posibles problemas del sistema, pero siempre se debe tomar en cuenta estas soluciones, ya que si se lo hace en forma incorrecta o incompleta debido a la complejidad de los relés pueden presentarse consecuencias graves en el sistema de potencia.

3.4.2. PROTECCIONES PRINCIPALES DE LÍNEA.

3.4.2.1. Protección de Distancia.

Es una protección más selectiva y por lo mismo puede ser rápida o lenta dependiendo según la longitud de la línea, la carga que se prevé transportar y para lo cual se tener en cuenta algunas razones principales:

- Su independencia con respecto a enlaces de comunicación entre los extremos de la línea, ya que para su operación, utiliza información sobre las corrientes y tensiones.
- La protección de distancia constituye un sistema de protección relativamente selectivo en la red de potencia. Esto significa que puede operar también como una protección de apoyo para otros elementos primarios en la red.

Normalmente la protección de distancia comprende de tres a cinco zonas de protección y medición independiente cada una de ellas.

- a) Zona 1. Se utiliza para detectar fallas ajustada aproximadamente 80 a 85% de la línea protegida, utilizándose la detección para provocar disparo instantáneo.
- b) Zona 2. Su objetivo es proteger el tramo restante de la línea el cual no está cubierto por la zona 1. Se escoge como criterio inicial el alcance del 100% de la línea protegida más el 50% de la línea adyacente.
- c) Zona 3. Proporciona protección de respaldo, cuyo ajuste deberá ser tal que cubra no sólo la línea protegida, para lo cual se debe considerar lo siguiente:
 - Escoger como criterio inicial al alcance del 100% de la línea protegida más el 120% de la línea adyacente más larga que salga de la subestación.
 - El tiempo de la zona 3 deberá permitir que primeramente que dispare la protección primaria

3.4.2.2. Protecciones de Sobre y Bajo Voltaje.

La protección de sobre y baja voltaje opera a un tiempo determinado cuando se supera un valor de voltaje específico pero antes de hacer el ajuste de estas funciones es necesario definir la voltaje operativa del área de influencia (220 kV, 230 kV, 500 kV) y de la presencia de esquemas de disparo por sobre/baja voltaje en puntos del sistema con el fin de no comandar disparos indeseados que no son originados por eventos de fallas o inestabilidad del sistema.

3.4.2.3. Relé de Recierre y Verificación de Sincronismo.

Relé de verificación de sincronismo se utiliza para comprobar las condiciones al cierre del disyuntor. Este relé se implementa para restaurar la parte fallada del sistema de transmisión, una vez que la falla se ha extinguido. En algunos sistemas de transmisión, el recierre se utiliza para mejorar la estabilidad del sistema, dado que es un medio para restaurar rápidamente la transmisión de potencia en ocasiones críticas

3.5. PROTECCIÓN DE REACTORES DE COMPENSACIÓN.

3.5.1. GENERALIDADES.

Los reactores de compensación están conformadas, en general por tres unidades monofásica, son usados para compensar la capacitancia de líneas de transmisión, principalmente para condiciones de carga baja, en las cuales se producen más reactivos capacitivos de los que el sistema pueda absorber sin riesgo de inestabilidad o tensiones excesivamente altas en los terminales de líneas.

3.5.2. TIPOS DE REACTORES.

3.5.2.1. Los reactores Shunt

Se utilizan para aumentar la estabilidad de las redes y mantener un nivel económicamente aceptable de aislamiento en redes con largas líneas de

transmisión entre las centrales de energía y las áreas de consumo, especialmente si esas líneas son poco cargadas o enterradas.

Los reactores shunt compensan la carga capacitiva de líneas de transmisión de energía y son soluciones para:

- Mantener una voltaje aceptable independiente de la carga,
- Limitar sobre tensiones temporales inducidas por conmutación o disminución repentina de carga,
- Reducir pérdidas en la línea por disminución de corriente capacitiva.

3.5.2.2. Los Reactores Serie.

Se usan en conexiones serie como dispositivos limitadores de corrientes para reducir corrientes de fallas a los niveles exigidos. Los reactores serie pueden ser mono o trifásicos y la construcción puede ser: no blindada, no magnéticamente blindada o magnéticamente blindada.

Tiene especial atención el sistema de compresión de bobina / núcleo. Tecnología para contener satisfactoriamente problemas presentados por los campos magnéticos de dispersión.

3.5.2.3. Los Reactores de Alisamiento.

Son usados en sistemas de transmisión de HVDC para reducir el flujo de corrientes armónicas y sobre corrientes temporales en el sistema.

Sus dos funciones son:

- Compensar ondulaciones de voltaje en el convertidor de 12 pulsos.
- Reducir la corriente de corto circuito en la conexión de CC.

Los Reactores de aislamiento se benefician de las mismas medidas que los transformadores de HVDC para garantizar que soportan esfuerzos de corto circuito. La estructura de compresión de la parte activa es reforzada para mantener la conformidad con esas exigencias.

3.5.3. PROTECCIÓN DEL REACTOR DE LÍNEA.

La protección de los reactores debido a corrientes de falla altas se hace a través de relés de sobrecorriente, protección diferencial o por combinación de estos esquemas. Para niveles de falla bajos se debe brindar por medio de relés de impedancia, térmicos, de acumulación de gas, de sobrepresión o por una combinación de estos relés.

3.5.3.1. Protecciones de Sobrecorriente y Diferencial de Reactor.

Los relés de protección para fallas que producen incrementos elevados en la magnitud de la corriente de fase es generalmente una combinación de sobrecorrientes, diferenciales y eventualmente relés de distancia.

Una de las principales dificultades que se le presenta en las protecciones, radica en la falsa operación de los relés ante la energización o desenergización de reactores con núcleo de hierro. Durante estos períodos, los mayores problemas los causan un nivel "offset" DC con constante de tiempo alta (factor de calidad alto) y las componentes de frecuencia relativa baja en la corriente de energización del reactor. Por esta razón los relés diferenciales de alta impedancia son generalmente más recomendados que los relés de baja impedancia. Si se utilizan relés de baja impedancia, es recomendable que éstos sean suficientemente insensibilizados para prevenir operaciones indeseadas o utilizar los filtros adecuados que supriman este tipo de componentes.

Los relés de sobrecorriente de fases no son lo suficientemente sensibles para brindar una adecuada operación ante fallas entre espiras y los esquemas diferenciales generalmente no las detectan tampoco. Los relés de distancia o los relés de sobrecorriente de tierra ofrecen alguna probabilidad de protección pero requieren tiempos de retardo para la coordinación ante fallas externas y por corrientes de saturación del transformador. El uso de protecciones de distancia para este tipo de sensibilidad es posible dada la significativa reducción en la impedancia a 60Hz de un reactor en derivación, bajo condiciones de falla entre espiras.

La sensibilidad para falla entre espiras es limitada por la impedancia aparente vista por el relé durante la energización del reactor por la corriente

“Inrush”. El alcance dado al relé debe estar por debajo de la impedancia vista en el periodo de magnetización (“Inrush”).

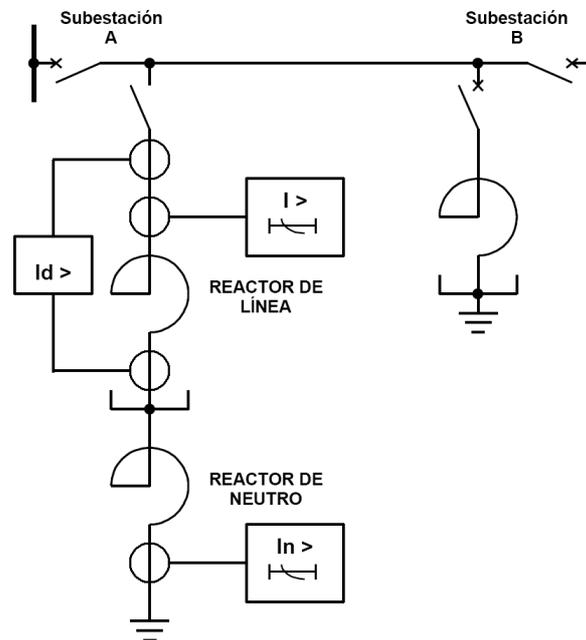


Figura 3.8. Protección de reactor de línea con reactor de neutro.

3.5.3.2. Protección Buchholz, Presión Súbita y Sobretemperatura.

Los relés de presión súbita o acumulador de gas (Buchholz) o ambos brindan el mejor medio de detección de fallas entre espiras en reactores sumergidos en aceite. Las descargas parciales de baja energía y la sobretemperatura causada por cortocircuitos entre espiras producen gases, el incremento de gas que atraviesa el aceite es acumulado en el relé Buchholz.

El relé de presión súbita es montado en la parte superior del tanque del reactor y consiste de un sensor de presión, un conmutador operado por presión y un orificio igualador de presiones para evitar operaciones indeseadas asociadas con la variación de presión por cambios de temperatura. El relé opera ante la diferencia momentánea entre las presiones en el espacio de gas del reactor y la presión incidente en el relé.

Los reactores sumergidos en aceite son sometidos a refrigeración forzada para reducir costos y tamaño. La pérdida de refrigeración puede ser detectada con monitoreo de flujo de aceite mediante indicadores de flujo y monitoreo de temperatura con relés de temperatura. El indicador de flujo de aceite

generalmente produce una alarma y los relés de temperatura son conectados al disparo.

3.5.3.3. Protecciones de Sobre/Bajo Voltaje.

Estos relés pueden ser usados para desconectar el reactor ante condiciones extremas de sobrevoltaje, pero en este caso, la línea de transmisión asociada debe ser desenergizada al mismo tiempo ya que la desconexión de los reactores agravaría las condiciones de sobrevoltaje del sistema.

Los disparos por baja voltaje, por el contrario, pretenden permitirle al sistema recuperar sus niveles de voltaje en eventos relacionados con colapsos de voltaje y oscilaciones graves de potencia.

3.5.3.4. Efectos Sobre el Sistema de las Fallas de Reactores de Línea.

Al presentarse una falla de reactores de línea, pueden generarse los siguientes efectos:

3.5.3.4.1. Sobrevoltaje.

La pérdida de un banco de reactores de línea produce un incremento del voltaje a 60 Hz en su punto de instalación, produciendo a veces el disparo de relés de sobrevoltaje con el consecuente aumento del problema inicial.

3.5.3.4.2. Teledisparos.

Para reactores conectados directamente a una línea se despeja la falla mediante el disparo del disyuntor local y se da el envío de disparo directo transferido al disyuntor remoto. Ambos disyuntores son usualmente bloqueados para el cierre.

3.5.3.4.3. Saturación.

Cuando una línea compensada es desenergizada, el circuito resonante paralelo puede producir una onda de voltaje sinusoidal amortiguada a una frecuencia generalmente inferior a 60Hz con una voltaje inicial que puede acercarse a la voltaje nominal del sistema. Este valor de voltaje a una frecuencia reducida puede causar mal funcionamiento de transformadores de potencial tipo

capacitivo por saturación de la etapa inductiva de bajo voltaje, lo cual a su vez afecta a los relés de impedancia empleados para la protección de reactores en derivación y de línea, y al mismo transformador de potencial que puede presentar sobretensiones inaceptables en su lado secundario.

3.5.4. PROTECCIÓN DEL REACTOR DE BARRA.

El equipamiento de protecciones será coincidente con el de los reactores de fase conectados a líneas, sino que además se puede incorporar como protección adicional, la protección diferencial de entrada de la línea, con una actuación instantánea y con máxima sensibilidad de ajuste (mínima corriente diferencial de accionamiento). Será de funcionamiento similar a la protección diferencial total.

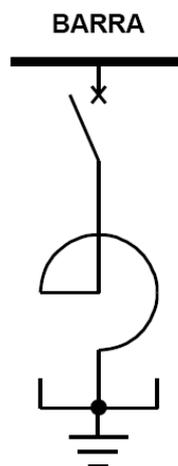


Figura 3.9. Protección de reactor de línea.

CAPITULO IV

APLICACIÓN DIRECTA A LA SUBESTACIÓN DE 500KV (S/E PIFO).

4.1. INTRODUCCIÓN.

La subestación Pifo será una de las S/E más importantes a 500kV en el Sistema Nacional Interconectado, la cual recibirá energía del nuevo proyecto de generación “Coca Codo Sinclair”, y estará conectada con la Subestación Yaguachi situada en Guayaquil, estará ubicada en la comunidad de “El Inga Bajo” perteneciente a la Parroquia Pifo del cantón Quito. Al momento se tiene disponible un área de 17 hectáreas Anexo [D], para la construcción de la S/E.

4.2. PROTECCIÓN DEL AUTOTRANSFORMADOR MONOFÁSICO.

Si bien la protección del autotransformador comprende lo señalado en el capítulo 3, sección 3.2., en la presente aplicación únicamente se desarrollará la protección diferencial debido a que el resto de protecciones quedan fuera del alcance de este proyecto, por su amplio desarrollo.

4.2.1. PROTECCIÓN DIFERENCIAL.

La protección del autotransformador se puede hacer por medio de relés diferenciales, el más utilizado es la protección diferencial de alta impedancia [15].

Descripción técnica del autotransformador monofásicos:

- <i>Número de fases</i>	1
- <i>Frecuencia</i>	60 Hz.
- <i>Altitud</i>	2700 msnm.
- <i>Temperatura ambiente máxima</i>	20°C
- <i>Líquido refrigerante</i>	Aceite
- <i>Tipo de instalación</i>	Exterior.

Tensiones nominales en vacío:

- <i>EHV.</i>	500 kV
- <i>HV.</i>	230 kV
- <i>LV.</i>	34.5 kV

Conexiones:

- <i>Arrollamiento EHV</i>	Y con neutro.
- <i>Arrollamiento HV</i>	Y con neutro.
- <i>Arrollamiento LV</i>	Delta

Grupo de conexiones:

- <i>EHV, HV, LV</i>	YN0yn0d1
----------------------	----------

Para la aplicación de la protección diferencial numérica al banco de autotransformadores de potencia, considerando que éste tiene la conexión YN0yn0d1, se deberá conectar en delta los TC's del lado primario y secundario del autotransformador. Así mismo, debido a que el terciario se encuentra conectado en delta, el TC a él asociado deberá conectarse en Y. La figura 4.1 muestra el circuito completo correspondiente.

4.2.2. DETERMINACIÓN DEL TRANSFORMADOR DE CORRIENTE.

Para determinar la relación de transformación de un TC y su carga se debe tomar en cuenta lo siguiente:

- Estudio de flujos de potencia con valores de voltaje, potencia, corrientes nominales presentes en la S/E Pifo parte 500kV:
- Datos del transformador de potencia.
- La impedancia de entrada de las protecciones
- La impedancia del cableado
- Los márgenes de funcionamiento de las protecciones.

En base a la información mostrada se procede a calcular los parámetros necesarios para seleccionar el TC a ser utilizado para los diferentes tipos de protección, pero primero se necesita el cálculo de las corrientes máximas nominales en el autotransformador y se las obtiene por medio de la ecuación 4.1

$$I_n = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot V_n} \quad (4.1)$$

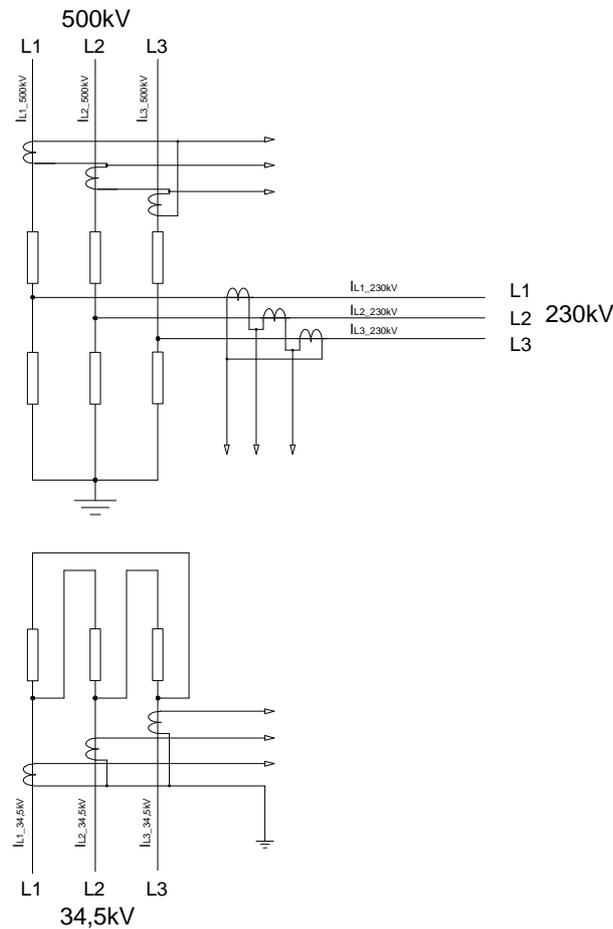


Figura. 4.1. Diagrama de Conexión de TC's y del banco de autotransformadores monofásicos.

4.2.2.1. Cálculo del TC en el Lado de 500kV.

Cálculo de la corriente nominal del banco de autotransformadores monofásicos en el lado de 500kV.

$$I_{L_500kV} = \frac{450.000kVA}{\sqrt{3} \cdot 500kV}$$

$$I_{L_500kV} = 519,62A$$

Corriente nominal con sobrecarga del 5%

$$I_{sob_{L_500kV}} = 519,62 \cdot 1,05$$

$$I_{sob_{L_500kV}} = 545,60A$$

Como se puede ver los resultados obtenidos con el cálculo son más altos con respecto a los obtenidos con la simulación en el programa DigSilent Anexo E, para el caso en contingencia, esto se debe a que esos valores son para el día de funcionamiento de la S/E, la cual no está en toda su capacidad

La corriente nominal primaria del TC se selecciona de valores normalizados mostrados en la sección 2.3.4.4., cabe mencionar que se seguirá la norma IEC.

TC's lado EHV (500kV) 600/5

La corriente secundaria aplicando la relación de transformación:

$$i_{L_{500kV}} = 545,60A \frac{5}{600}$$

$$i_{L_{500kV}} = 4,55A$$

4.2.2.2. Cálculo del TC en el Lado de 230kV.

Cálculo de la corriente nominal del autotransformador monofásico en el lado de 230kV.

$$I_{L_{230kV}} = \frac{450.000kVA}{\sqrt{3} \cdot 230kV}$$

$$I_{L_{230kV}} = 1129,60A$$

Corriente nominal con sobrecarga del 5%

$$Isob_{L_{230kV}} = 652,174 \cdot 1,05$$

$$Isob_{L_{230kV}} = 1186,08A$$

Análogo que para el lado de 500kV, la corriente nominal primaria del TC se selecciona de valores normalizados mostrados en la sección 2.3.4.4...

TC's lado HV (230kV) 1200/5

La corriente secundaria aplicando la relación de transformación:

$$i_{L_{230kV}} = 1186,08A \frac{5}{1200}$$

$$i_{L_{230kV}} = 4,94A$$

4.2.2.3. Cálculo del TC en el Lado de 34.5kV

Cálculo de la corriente nominal del autotransformador monofásico en el lado de 34,5kV.

$$I_{L_{34,5kV}} = \frac{150.000kVA}{\sqrt{3} \cdot 34,5kV}$$

$$I_{L_{34,5}} = 2510,22A$$

Corriente nominal con sobrecarga del 5%

$$I_{sob_{L_{34,5kV}}} = 2510,22 \cdot 1,05$$

$$I_{sob_{L_{34,5kV}}} = 2635,73A$$

Análogo que para el lado de 500kV, la corriente nominal primaria del TC se selecciona de valores normalizados mostrados en la sección 2.3.4.4.

TC's lado LV (34,5kV) 3000/5

La corriente secundaria aplicando la relación de transformación:

$$i_{L_{34,5kV}} = 2635,73A \frac{5}{3000}$$

$$i_{L_{34,5kV}} = 4,39A$$

Tabla 4.1. Resumen de resultado de corrientes nominales primarias y secundarias.

Sector	I nominal primaria [A]	I nominal secundaria [A]
500kV	545,6	4,55
230kV	1186,06	4,94
34,5kV	2635,73	4,39

4.2.2.4. Determinación de la Carga (Burden).

4.2.2.4.1. Núcleo de medida.

Se calcula la impedancia del conductor con una distancia estimada de 100m desde el TC al equipo de medida, según la ecuación:

$$R = \rho \cdot \frac{L}{S} \quad (4.2)$$

Donde:

R	Impedancia del conductor en Ω
ρ	Resistividad del cobre $0,017 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$
L	Longitud del conductor
S	Sección del conductor, en mm^2

Se obtiene una impedancia del conductor de:

$$R = 0,017 \cdot \frac{100}{8,37}$$

$$R = 0,203106$$

El burden necesario de un TC resulta de sumar los consumos de potencia de los relés de protección pero estos tiene una impedancia $\leq 0,1\text{VA}$ por lo que se puede tomar como despreciable la única potencia consumida que se tendría sería la resistencia interna R_{TC} del TC y la resistencia del conductor que conecta al TC con el equipo de protección.

Potencia consumida:

$$P = R \cdot I^2 \quad (4.3)$$

$$P = R_c \cdot I^2$$

Donde:

R_c	resistencia del conductor
-------	---------------------------

Potencia consumida del cable más la resistencia interna del TC, la resistencia interna del TC se lo coge un valor referencial de $0,5\Omega$

$$P1 = (0,203) \cdot 5^2$$

$$P1 = 17,575\text{W}$$

Potencia Total consumida incluyendo el valor de los equipos

$$P = 5.077 + 0,1$$

$$P = 5,177$$

Por lo tanto escogemos un núcleo de 10VA y clase de precisión. 0,5

4.2.2.4.2. Núcleo de Protección

Se calcula la impedancia del conductor con una distancia estimada de 100m desde el TC al equipo de protección con cable N° 8AWG.

$$R = \rho \cdot \frac{L}{S} \quad (4.2)$$

Se obtiene una impedancia del conductor de:

$$R = 0,017 \cdot \frac{100}{8,37}$$

$$R = 0,203106$$

El burden necesario de un TC resulta de sumar los consumos de potencia de los relés de protección pero estos tiene una impedancia $\leq 0,1$ por lo que se puede tomar como despreciable la única potencia consumida que se tendría sería la resistencia del conductor que conecta al TC con el equipo de protección.

Potencia real conectada:

$$P = R \cdot I^2 \quad (4.3)$$

$$P = R_c \cdot I^2$$

Donde:

R_c resistencia del conductor

$$P_c = (0,203) \cdot 5^2$$

$$P_c = 5,077$$

Potencia Total consumida incluyendo el valor de los equipos

$$P = P_c + P_R$$

$$P = 5.077 + 0,1$$

$$P = 5,177$$

Por lo tanto escogemos un núcleo de 15VA

4.2.2.4.3. Determinación del Factor Límite de Precisión (FLP).

En la elección de la precisión de un TC se determina por el factor límite de precisión pues esto me permite a que el TC no se sature antes de un valor determinado de corriente primaria, y por tanto, que la corriente secundaria que circula por el relé de protección, seguirá reflejado con suficiente precisión el valor de la corriente primaria [16], puede ser calculada con la siguiente ecuación;

$$FLP = FLP' \frac{P_i + P_B}{P_i + P_N} \quad \text{o}; \quad (4.4)$$

$$FLP = FLP' \frac{R_{TC} + R_B}{R_{TC} + R_N} \quad (4.5)$$

Donde:

- P_N Carga nominal del TC
- P_i Carga interna del TC $P_i = R_{CT} \cdot I_{NS}^2$
- P_B Carga actualmente conectada $P_i = R_B \cdot I_{NS}^2$
- R_{TC} Resistencia interna secundaria del TC
- R_B Resistencia de la carga ($R_C + R_R$)
- R_C Resistencia del conductor conectado al TC
- R_R Resistencia del relé

$$FLP' = \frac{I_F}{I_N} \quad (4.6)$$

La razón I_F/I_N puede considerarse la corriente máxima de falla. A veces, la corriente de corto circuito puede ser utilizada para en la ecuación (4.6) Anexo E.

Si la corriente primaria aumenta por encima de la corriente límite de precisión del TC, el error de medida va siendo cada vez mayor, hasta llegar a la saturación del TC, y con ello limitar el valor de la corriente secundaria [16].

Aplicando las ecuaciones (4.4) y (4.6) se tiene lo siguiente:

P_i : 10VA este valor se asume de acuerdo a las especificaciones de varios TC de diferentes marcas.

$$R_{TC}: 0.4$$

$$P_N: 10VA$$

$$P_B: 5,177$$

$$FLP' = \frac{9328A}{600A}$$

$$FLP' = 15,55$$

$$FLP \geq 15,55 \frac{10 + 5,18}{10 + 10}$$

$$FLP \geq 11,80$$

Por lo tanto el valor de Precisión será de 5P15 de acuerdo a la Norma IEC 60044-1, Tabla 2.7

4.2.2.5. Corriente Térmica de Corto Tiempo (I_{th})

Según la ecuación (2.4) se procede a calcular:

$$I_{th} = \frac{S_{cc}}{V_n \times \sqrt{3}} [kA]$$

$$I_{th} = \frac{8078,08MVA}{500kV \times \sqrt{3}}$$

$$I_{th} = 9327,76[kA]$$

4.2.2.6. Corriente Dinámica (I_{dyn})

Según la Tabla 2.5 el valor de la corriente dinámica será:

$$I_{dyn} = 2,6 \times I_{th}$$

$$I_{dyn} = 2,6 \times (9327,76)$$

$$I_{dyn} = 24,25 [kA]$$

4.2.3. RESUMEN DEL CÁLCULO DE TC's

A continuación la Tabla 4.2 muestra un resumen del valores de TC's seleccionados para el desarrollo de la protección diferencial para el autotransformador.

Tabla 4.2. Datos Técnicos principales del Transformador de corriente.

	Unid.	500kV	230kV	34,5
Norma		IEC60044-1	IEC60044-1	IEC60044-1
Tipo:				
Montaje		1 ϕ exterior	1 ϕ exterior	1 ϕ exterior
Núcleos		3N	1N	1N
Voltaje nominal (Vn)	kV	500	230	34,5
Voltaje nominal máxima de servicio	kV	525	245	245
Corriente nominal primaria	A	600	1200	3000
Corriente nominal secundaria	A	5	5	5
Frecuencia nominal	Hz	60	60	60
Corriente dinámica nominal (Idyn)	kA	25		
Corriente térmica nominal (Ith)	kA	10		
Rigidez dieléctrica nominal con onda tipo impulso 1,2/50ms.	kV	1800		
Rigidez dieléctrica nominal con onda tipo maniobra 250/2500ms.	kV	1300		
Características de los arrollamientos secundarios				
Núcleo 1;		Medición	Medición	
• Utilización.	VA	10	10	
• Prestación				
• Precisión.		Clase 0,5	Clase 0,5	
Núcleo 2.		Protección		
• Utilización.	VA	10	10	
• Prestación.				
• Factor limite de precisión		15	20	
• Precisión		5P	5P	
Núcleo 3.		Protección		
• Utilización.		10	10	
• Prestación.				
• Factor limite de precisión		15	20	
• Precisión		5P	5P	

4.2.4. CÁLCULO DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DEL AUTOTRANSFORMADOR.

Utilizando la ley de corrientes de Kirchhoff se puede construir los diagramas fasoriales pero tomando en cuenta el desfase de 30° por la conexión del terciario “YN0yn0d1”, para poder determinar la correcta conexión de los TC's. La figura 4.2 muestra el circuito completo correspondiente.

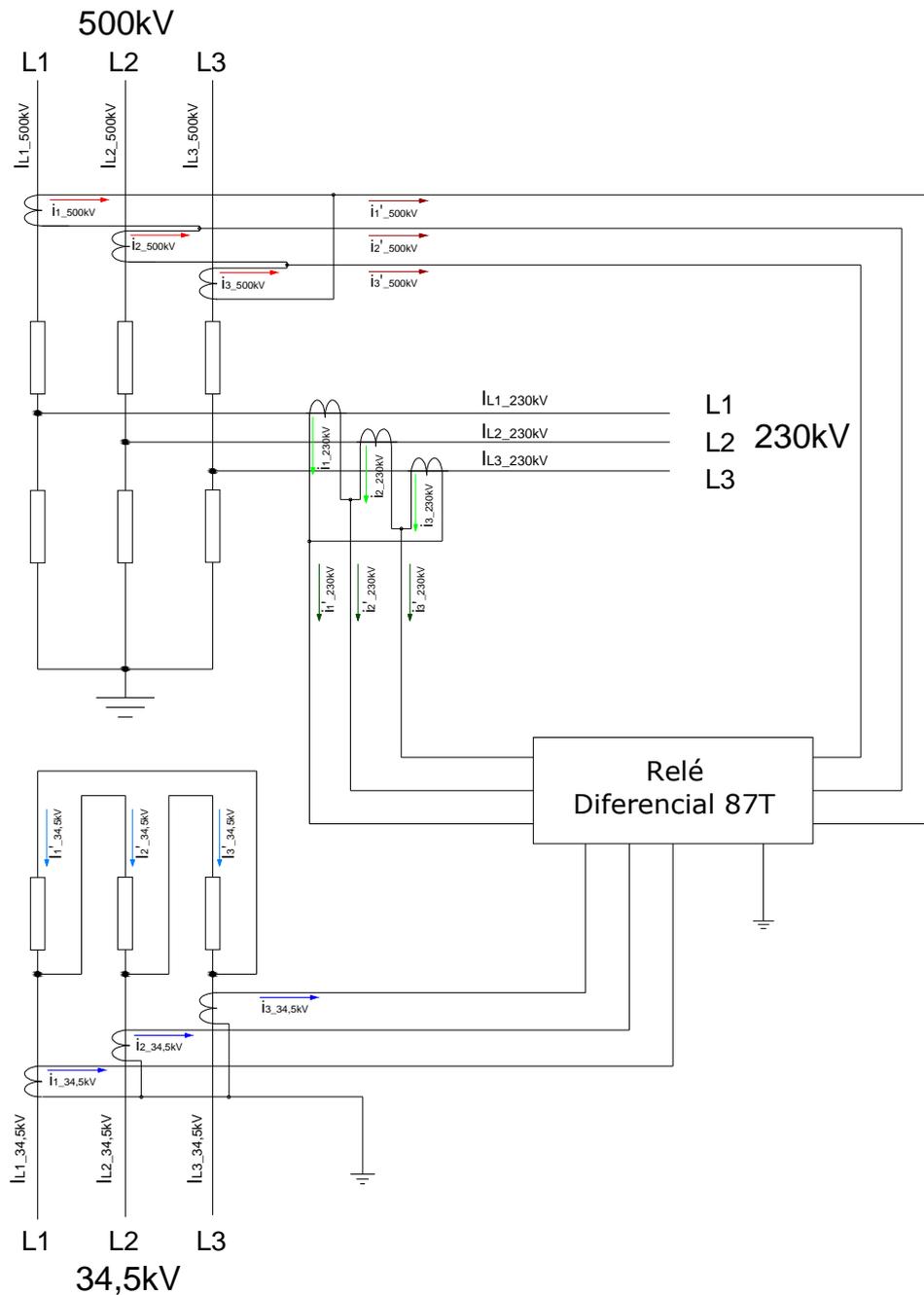


Figura. 4.2. Diagrama de Conexión de TC's y dirección de corrientes.

Corrientes primarias según la Tabla 4.1 donde se muestra el resultado:

$$I_{L1_500kV} = 545,60A$$

$$I_{L1_230kV} = 1186,08A$$

$$I_{L1_34,5kV} = 2635,73A$$

Datos de TC's, según Tabla 4.2.

TC's EAT	(500kV)	600/5
TC's AT	(230kV)	1200/5
TC's BT	(34,5kV)	3000/5

El análisis fasorial para ver el grupo de conexión del autotransformador, se sugiere suponer que no existe un lado de los arrollamientos, con eso se puede combinar el terciario con el primario.

El diagrama de las corrientes del primario y terciario se muestra a continuación en las figuras 4.3 y 4.4.

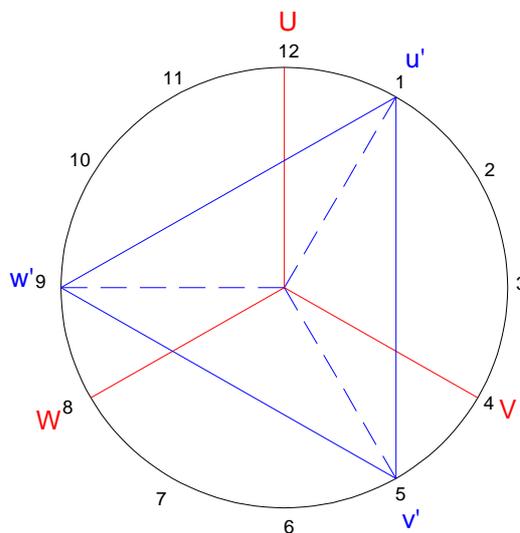


Figura. 4.3. Diagrama de corrientes sector 500kV y 34,5 desfasado 30° por conexión YN0yn0d1.

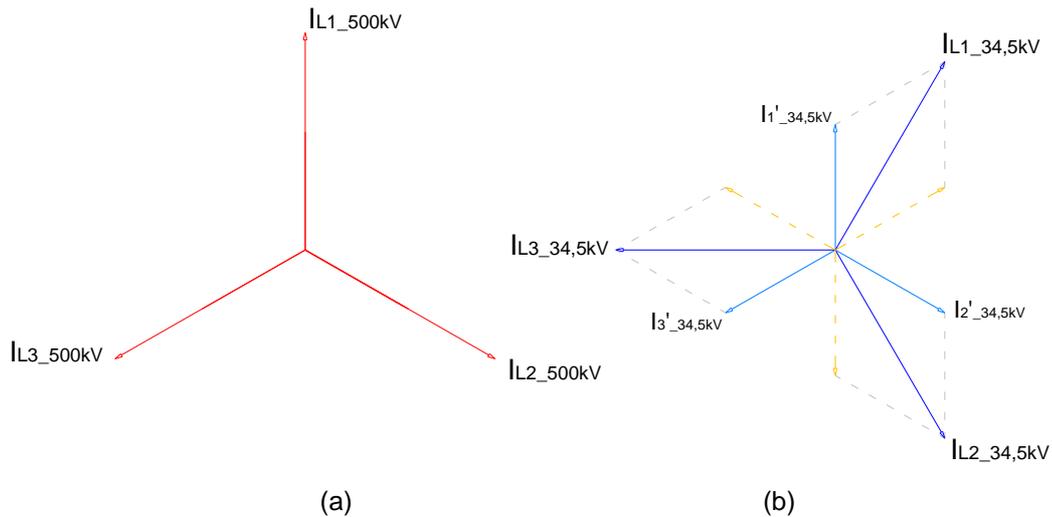


Figura. 4.4. Diagrama de fasorial de corrientes. (a) Sector 500kV, (b) Sector 34,5.

Con esto se logra verificar la conexión que cumple ya que $i_{1_34,5kV}$ retrasa en 30° que es un reflejo del primario, estando en fase con el primario
Valores fasoriales de las corrientes.

Corrientes sector 500kV

$$I_{L1_500kV} = 545,60 \angle 0^\circ A$$

$$I_{L2_500kV} = 545,60 \angle 120^\circ A$$

$$I_{L3_500kV} = 545,60 \angle 120^\circ A$$

Corrientes sector 230kV

$$I_{L1_230kV} = 1186,08 \angle 0^\circ A$$

$$I_{L2_230kV} = 1186,08 \angle -120^\circ A$$

$$I_{L3_230kV} = 1186,08 \angle 120^\circ A$$

Corriente sector 34,5

$$I_{L1_34,5kV} = 2635,73 \angle -30^\circ A$$

$$I_{L2_34,5kV} = 2635,73 \angle -150^\circ A$$

$$I_{L3_34,5kV} = 2635,73 \angle 90^\circ A$$

$$I'_{1_34,5kV} = 4565,22 \angle 0^\circ A$$

$$I'_{2_34,5kV} = 4565,22 \angle -120^\circ A$$

$$I'_{3_34,5kV} = 4565,22 \angle 120^\circ A$$

Análisis para la compensación:

Corrientes Secundarias.

$$i_{L_500kV} = 4,55A$$

$$i_{L_230kV} = 4,94A$$

$$i_{L_34,5kV} = 4,39A$$

Se debe pasar las corrientes al lado secundario, para lo cual las corrientes i'_{1_500kV} , i'_{2_500kV} , i'_{3_500kV} , y i'_{1_230kV} , i'_{2_230kV} , i'_{3_230kV} son las corrientes de línea de los TC's conectados en Δ las cuales deben estar en fase con las corrientes $i_{1_34,5kV}$, $i_{2_34,5kV}$, $i_{3_34,5kV}$

Por lo tanto las corrientes secundarias aplicando el diagrama fasorial:

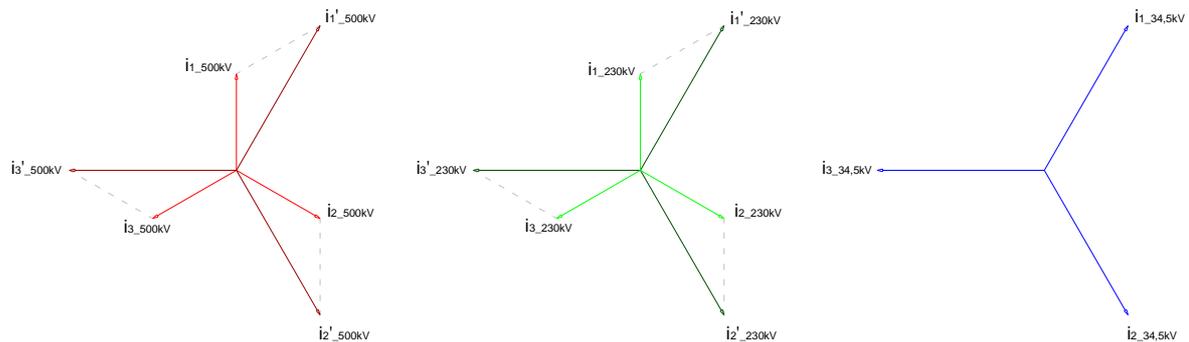


Figura 4.5. Corrientes secundario desfasado 30°.

Corrientes secundarias sector 500kV

$$i_{1_500kV} = 4,55\angle 0^\circ A$$

$$i'_{1_500kV} = 7,88\angle -30^\circ A$$

$$i_{2_500kV} = 4,55\angle -120^\circ A$$

$$i'_{2_500kV} = 7,88\angle -150^\circ A$$

$$i_{3_500kV} = 4,55\angle 120^\circ A$$

$$i'_{3_500kV} = 7,88\angle 90^\circ A$$

Corrientes secundarias sector 230kV

$$i_{1_230kV} = 4,94\angle 0^\circ A$$

$$i'_{1_230kV} = 8,55\angle -30^\circ A$$

$$i_{2_230kV} = 4,94\angle -120^\circ A$$

$$i'_{2_230kV} = 8,55\angle -150^\circ A$$

$$i_{3_230kV} = 4,94\angle 120^\circ A$$

$$i'_{3_230kV} = 8,55\angle 90^\circ A$$

Corrientes secundarias sector 34,5kV.

$$i_{1_34,5kV} = 4,39 \angle -30^\circ A$$

$$i_{2_34,5kV} = 4,39 \angle -150^\circ A$$

$$i_{3_34,5kV} = 4,39 \angle 90^\circ A$$

4.2.5. AJUSTES DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL.

El procedimiento para el ajuste de la protección diferencial del transformador se lo hace similar a un relé electromecánico.

Corrientes que entraran a la protección diferencial:

$$i'_{_500kV} = 7,88 A$$

$$i'_{_230kV} = 8,55 A$$

$$i_{_34,5kV} = 4,39 A$$

Selección del TAP para el relé.

$$\frac{i'_{_500kV}}{i'_{_230kV}} = \frac{TAP}{5}$$

$$TAP = \left(\frac{i'_{_500kV}}{i'_{_230kV}} \right) \cdot 5$$

$$TAP = \left(\frac{7,88}{8,55} \right) \cdot 5$$

$$TAP = 4,608$$

4.2.6. CONEXIÓN DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL

La conexión entre los transformadores de corriente y los propios relés diferenciales debe efectuarse de tal forma que el relé sea estable, no solo para la carga normal sino también para cualquier tipo de falla externa y dispare con seguridad para falla que se presenten dentro de la zona limitada por los Transformadores de corriente.

En la protección de transformador utilizaremos la protección diferencial, con la cual detectaremos las posibles faltas que se puedan llegar a producir tanto en el interior del transformador como en sus conexiones externas.

La protección diferencial no comprende exclusivamente al transformador, sino que cubre la zona comprendida entre los transformadores de corriente. Por lo tanto, quedan protegidos todos los equipos que forman parte del elemento de transformación, figura. 4.6.

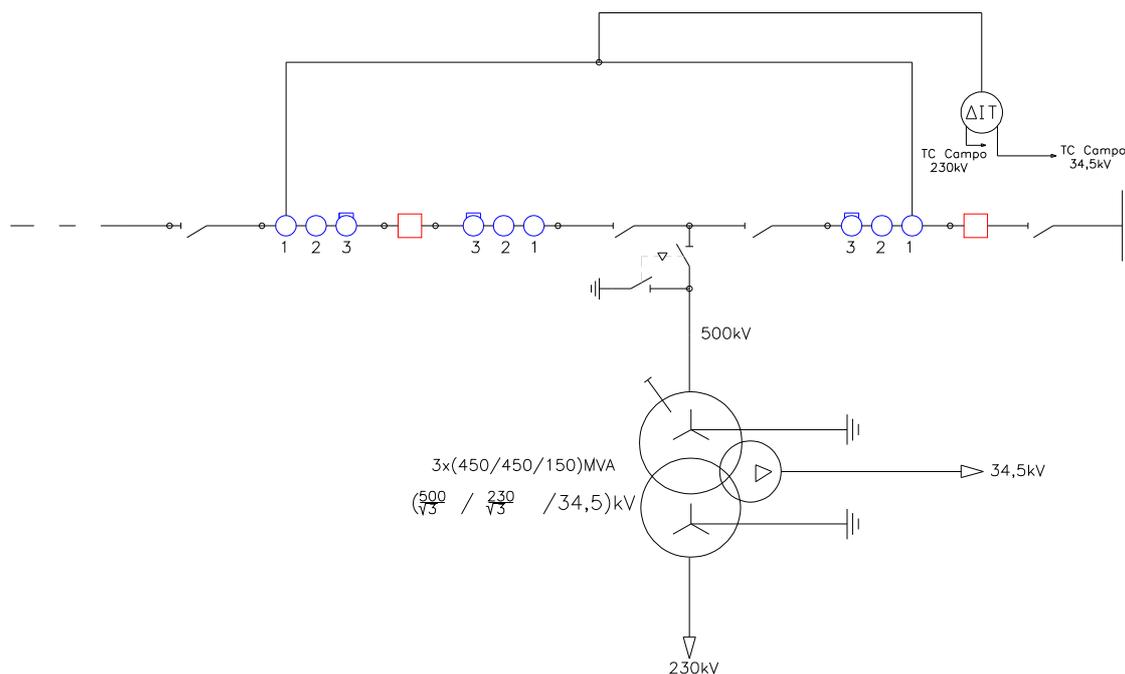


Figura 4.6. Conexión de la Protección Diferencial del Transformador Monofásico

4.2.7. DESCRIPCIÓN DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL ABB RET 670.[21]

El relé RET 670 de ABB es un IED adecuado para la protección rápida y selectiva para todo tipo de transformadores y autotransformadores de dos y tres devanados además de reactores en derivación, permitiendo así, realizar el correcto control y monitoreo de estos equipos. La capacidad de comunicación de este IED facilita a que sea integrado como parte del sistema de automatización de la subestación.

A continuación se presentan las características más relevantes del RET 670, enfocándose principalmente a la protección diferencial, aún cuando se tiene otras funciones de protección que sirven de protección de respaldo.

Características:

- Apropriado para la protección, control y monitoreo de transformadores de potencia, autotransformadores, reactores en derivación y grupos generador – transformador.
- Amplias posibilidades de configuración con diseño de hardware expandible.
- Apropriado para transformadores de dos y tres devanados y configuraciones de simple o múltiples disyuntores.
- La protección diferencial para transformadores incluye la atenuación de la segunda y quinta armónicas, además de proveer alta sensibilidad en la detección de fallas interdevanados y una operación rápida.
- Dispone de protección diferencial de alta impedancia, adecuada para la protección diferencial de autotransformadores.
- Cuenta con funciones para protecciones de distancia, sobrecorriente, sobrecarga, falla de disyuntor, discordancia de polos, sobrevoltaje, bajo voltaje, pérdida de voltaje, sobre y baja frecuencia, entre otras, que sirven como protecciones de respaldo a la función principal que es la protección diferencial del transformador.
- Funciones de control de voltaje en transformadores.
- Funciones de control de hasta 30 equipos.
- Diseñado para funcionar correctamente en una amplia gama de frecuencias lo que le permite operar sin errores ante las variaciones de frecuencia de los sistemas ante las perturbaciones.
- Módulos de interbloqueo para varias configuraciones de subestación, para una operación segura de la subestación.
- Las funciones de monitoreo incluyen:
 - Registro de hasta 100 perturbaciones con 40 canales analógicos y 96 canales binarios,
 - Lista de eventos para 1000 eventos,
 - Alarmas referentes al estado del transformador, por ejemplo, alarmas referentes a su sobrecalentamiento en caso de sobrecarga.
 - Generación de reporte de eventos y perturbaciones,
 - Contabilización del número de eventos.
 - Visualización y seteo mediante un HMI.
 - LEDs indicadores de estado y de alarma.

- Funciones para la medición de voltaje, corriente, potencia activa, reactiva y aparente y factor de potencia.
- Función de medición de energía para aplicaciones estadísticas.
- Interfase de comunicación (IEC 60870-5-103) que permite incorporar al IED al sistema de automatización, control y monitoreo de la subestación.
- Interfase Ethernet que permite tener comunicación fácil y rápida hacia un PC.
- HMI para la visualización de diagramas unifilares y la operación local de disyuntores y seccionadores.
- El IED tiene lógica programable con varios bloques y temporizadores que permiten al usuario setear las instrucciones.
- Claves para control de acceso a usuarios y seguridades.
- El tamaño del relé depende del número de módulos de entrada/salida requeridos, así los tamaños serán de $1/1 \times 19''$, $3/4 \times 19''$ o $1/2 \times 19''$.
- La fuente de poder puede ser de 24 a 250 Vdc $\pm 20\%$.
- Hasta 14 módulos de entrada/salida, módulos de entrada binaria con 16 entradas y módulos de salida binaria con 24 salidas.

De las principales características del IED RET 670, y siendo éste un dispositivo dedicado para la protección diferencial de transformadores y autotransformadores, como es el caso de estudio, además de proveer varias protecciones de respaldo se puede afirmar que es un relé adecuado y que proveerá seguridad y confiabilidad en la aplicación de la subestación Pífo.

4.3. PROTECCIÓN DE BARRAS, CONFIGURACIÓN DISYUNTOR Y MEDIO “1½”.

La Selección del esquema de barras de configuración 1½ se le hizo asumiendo en base a otras subestaciones implementas para el nivel de voltaje 500kV, de acuerdo con el capítulo I sección 1.5.3., por lo tanto en la figura 4.7 se muestra el tipo de esquema.

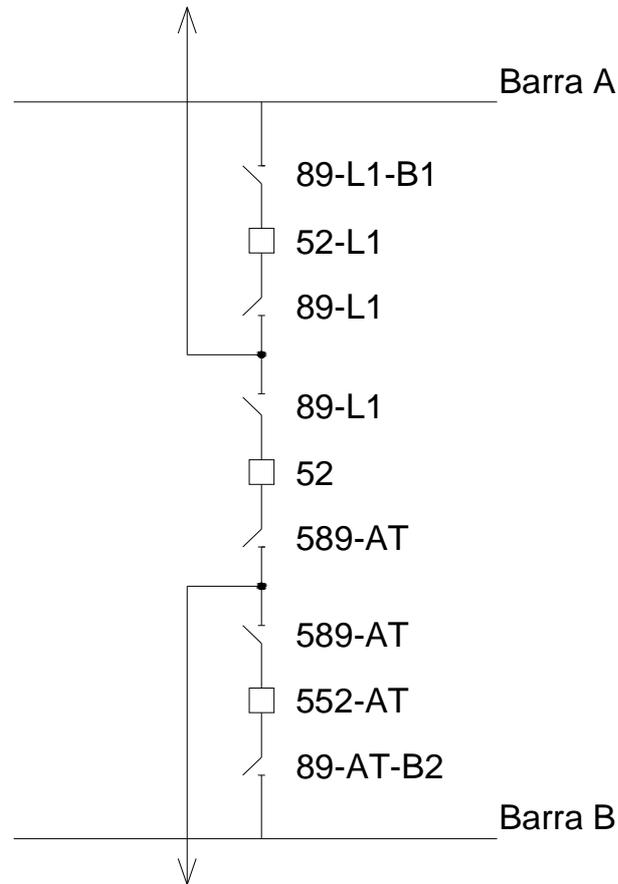


Figura. 4.7. Esquema en disyuntor y medio "1 ½"

Los datos necesarios para la definición de la protección de barras son los siguientes:

- Nivel de voltaje
- Potencia de corto circuito en barras (trifásica)
- Características de los TC a utilizar.
- Corriente máxima de carga prevista.
- Esquema unifilar (tipo de barra).

Por lo tanto los valores definidos se encuentran en el Anexo E.

4.3.1. ESPECIFICACIÓN DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.

En base a los valores probables de corrientes para las diferentes posiciones indicados en la Tabla 4.1, se tomara los valores para el estudio solo la parte del sector de 500kV.

4.3.1.1. Transformador de Corriente Barra A.

El cálculo de la corriente será igual que para el autotransformador

$$I_{L_{500kV}} = \frac{450.000kVA}{\sqrt{3} \cdot 500kV}$$

$$I_{L_{500kV}} = 519,62A$$

Corriente nominal con sobrecarga del 5%

$$I_{sob_{L_{500kV}}} = 519,62 \cdot 1,05$$

$$I_{sob_{L_{500kV}}} = 545,60A$$

En base a los valores de corriente obtenidos, se especifican según la Tabla 4.2, donde se escogerá valores de acuerdo para el sector de 500kV, pero se presenta un pequeño resumen de valores.

Tabla 4.3. Especificación valores del TC para la barra A.

Sector 500kV		
Voltaje nominal máxima de servicio	kV	525
Relación de Transformación		600/5
Núcleo 1;		
• Utilización.		Medición
• Prestación	VA	10
• Precisión.		Clase 0,5
Núcleo 2.		
• Utilización.		Protección
• Prestación.		10
• Factor limite de precisión	VA	15
• Precisión		5P

4.3.1.2. Transformador de Corriente Barra B.

El cálculo de la corriente será igual que para el autotransformador.

$$I_{L_{500kV}} = \frac{450.000kVA}{\sqrt{3} \cdot 500kV}$$

$$I_{L_{500kV}} = 519,62A$$

Corriente nominal con sobrecarga del 5%

$$I_{sob_{L_{500kV}}} = 519,62 \cdot 1,05$$

$$I_{sob_{L_{500kV}}} = 545,60A$$

En base a los valores de corriente obtenidos, se especifican según la Tabla 4.2, donde se escogerá valores de acuerdo para el sector de 500kV, pero se presenta un pequeño resumen de valores.

Tabla 4.4. Especificación valores del TC para la barra B.

Sector 500kV		
Voltaje nominal máxima de servicio	kV	525
Relación de Transformación		600/5
Núcleo 1;		
• Utilización.		Medición
• Prestación	VA	10
• Precisión.		Clase 0,5
Núcleo 2.		
• Utilización.		Protección
• Prestación.		10
• Factor limite de precisión	VA	15
• Precisión		5P

4.3.2. ESPECIFICACIÓN DE LA PROTECCIÓN DE ALTA IMPEDANCIA PARA LA BARRA.

Otro tipo de relé diferencial de barras es el esquema diferencial de barras de alta impedancia, que emplea un esquema la protección diferencial de corriente usando relés de sobrevoltaje, también elimina el problema de la saturación del transformador de corriente [15] [17].

En este esquema, se utilizan TC de bushing convencionales, y están conectados en forma diferencial al igual que para la protección diferencial de corriente; la única diferencia es que se utilizan el sobrevoltaje en lugar de la sobrecorriente.

En la figura 4.8., se muestra el esquema unifilar de una protección diferencial de alta impedancia en la barra con 2 terminales, para el caso de falla de una línea-tierra o falla de una fase, justo fuera del TC de barras de una línea.

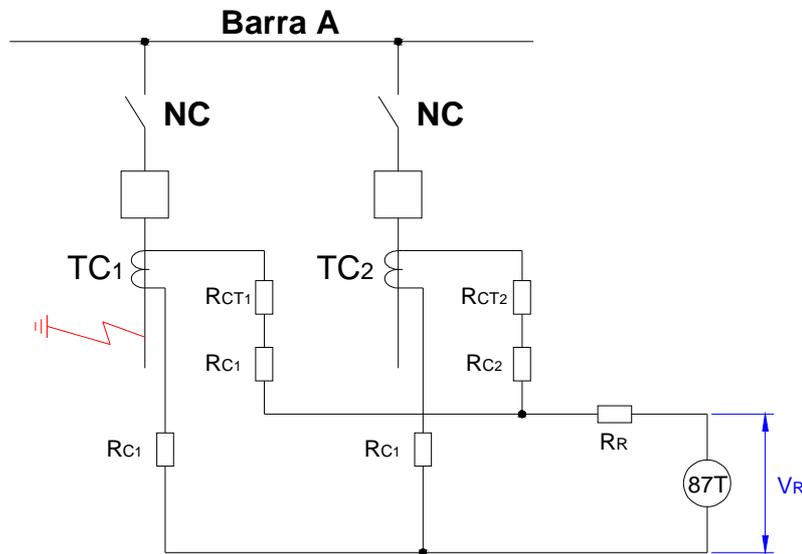


Figura. 4.8. Esquema de la protección diferencial de alta impedancia.

$$V_R = \frac{(R_{CT} + 2R_C)I_f}{N} \quad (4.7)$$

Donde:

- V_R voltaje en el relé
- R_{CT} Resistencia interna secundaria del TC
- R_C Resistencia del conductor conectado al TC
- I_f Corriente de falla en el lado primario del TC
- N Relación de Transformación del TC.

El voltaje calculado por medio de la ecuación (4.7) es el máximo que se puede desarrollar a través del relé diferencial. Representado en condiciones extremas, el TC en condición de falla probablemente no pierda toda su capacidad de inducir el voltaje secundario.

Para una falla trifásica, no habrá corriente en la línea de retorno, puesto que todas las corrientes de regreso tienden a ser cero en la conexión de retorno. Por lo tanto, la ecuación (4.7) puede ser modificado, es esto multiplicando el

término de la resistencia del cable por un factor “ k ”, el valor de este factor va a depender ,1 para cuando son fallas trifásicas y 2 para fallas línea tierra, la ecuación quedaría:

$$V_R = \frac{(R_{CT} + kR_C)I_f}{N}$$

Con el fin de proporcionar un margen superior para la condición de falla externa, el ajuste pickup es calculado por:

$$V_R = \frac{1,6K(R_{CT} + kR_C)I_f}{N} \quad (4.8)$$

Donde

K factor de rendimiento del TC.

El valor de 1,6 es un factor margen para proporcionar un factor de seguridad en el ajuste mínimo de pick-up [15]. Para encontrar el factor de rendimiento del TC se muestra en la figura 4.9, este factor se calcula en función del relé de voltaje (ecuación 4.7) dividido para el punto de codo E_S del TC más deficiente del circuito.

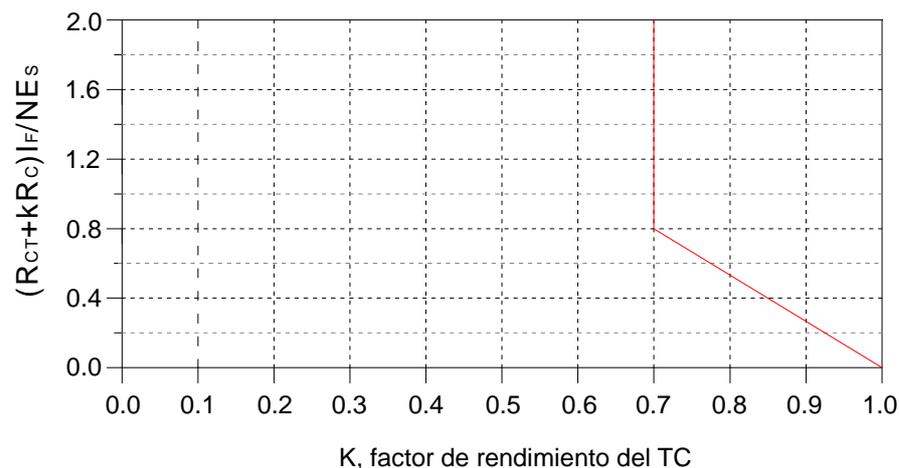


Figura. 4.9. Factor de rendimiento del TC para condición de falla [15]

$$\frac{(R_{CT} + 2R_C)I_f}{N \cdot E_S} \quad (4.9)$$

4.3.3. CÁLCULO DE AJUSTES DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL.

En esta evaluación se considera los valores de corriente de corto circuito para el año 2015 en el cual entra en funcionamiento la subestación Pifo.

Se asume que la conexión del relé con conductor N° 8AWG a una distancia estimada de 100m desde el TC al equipo de protección.

Se obtiene una impedancia del conductor de según la ecuación (4.2):

$$R_C = 0,017 \cdot \frac{100}{8,37}$$

$$R_C = 0,203106$$

En función de la ecuación 4.8 se procede a calcular el voltaje de operación en el relé, pero primero encontraremos el factor K según la figura 4.8 y ecuación 4.9

El valor de “E_s” puede ser tomado del punto de la curva de saturación del TC o por la relación de transformación del TC, para este caso:

$$E_s: 120$$

$$R_C: 0.203\Omega$$

$$R_{CT}: 0.4$$

$$I_{f1\phi}: 9601[A]$$

$$I_{f3\phi}: 9328[A]$$

4.3.3.1. Para Máxima Falla Trifásica.

$$\frac{(R_{CT} + kR_C)I_f}{N \cdot E_s}$$

$$\frac{(0.4 + 0.203)9328}{(600/5)120}$$

$$\frac{(R_{CT} + kR_C)I_f}{N \cdot E_s} = 0.391$$

Según la figura 4.9 el valor de K se selecciona tal como se muestra en la figura 4.10.

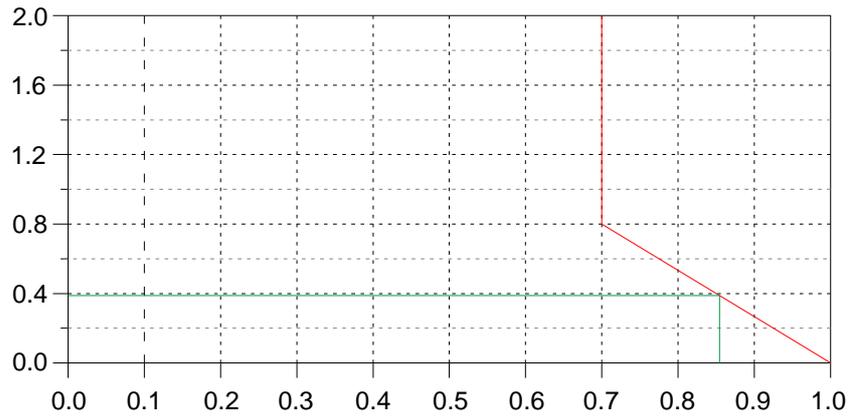


Figura. 4.10. Selección de K para condición de falla trifásica.

$K: 0.853$

Según la ecuación 4.8 se tiene

$$V_R = \frac{1,6K(R_{CT} + kR_C)I_f}{N}$$

$$V_R = \frac{16 \cdot 0.853(0.4 + 0.203)9328}{(600/5)}$$

El voltaje de ajuste requerido será:

$$V_R = 639.72$$

4.3.3.2. Para Máxima Falla Monofásica.

$$\frac{(R_{CT} + kR_C)I_f}{N \cdot E_s}$$

$$\frac{(0.4 + 2 \cdot 0.203)9601}{(600/5)120}$$

$$\frac{(R_{CT} + kR_C)I_f}{N \cdot E_s} = 0.537$$

Según la figura 4.9 el valor de K para esta condición se encuentra tal como se ven la figura 4.11.

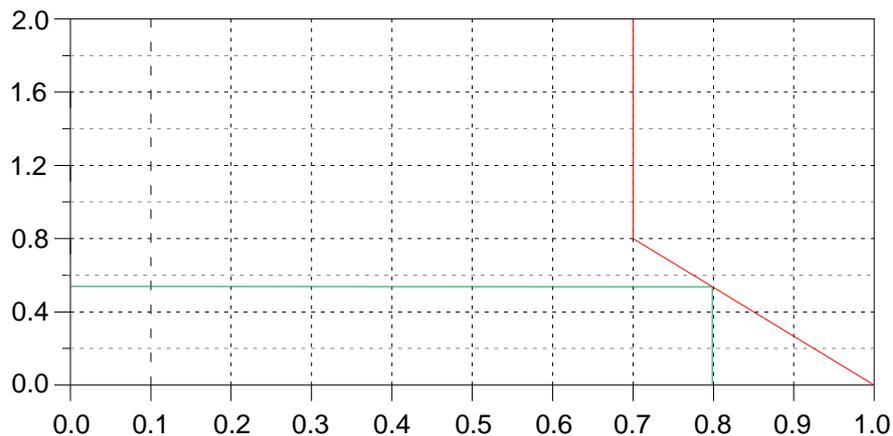


Figura. 4.11. Selección de K para condición de falla monofásica.

$K: 0.799$

Según la ecuación 4.8 se tiene

$$V_R = \frac{1,6K(R_{CT} + kR_C)I_f}{N}$$

$$V_R = \frac{16 \cdot 0.799(0.4 + 2 \cdot 0.203)9601}{(600/5)}$$

El voltaje de ajuste requerido será:

$$V_R = 616.76$$

4.3.4. CONEXIÓN DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL.

La conexión de la protección diferencial se muestra en la figura 4.12, en donde se puede visualizar la conexión de los transformadores de corriente y potencial en un esquema de disyuntor y medio que corresponde al de la subestación Pifo.

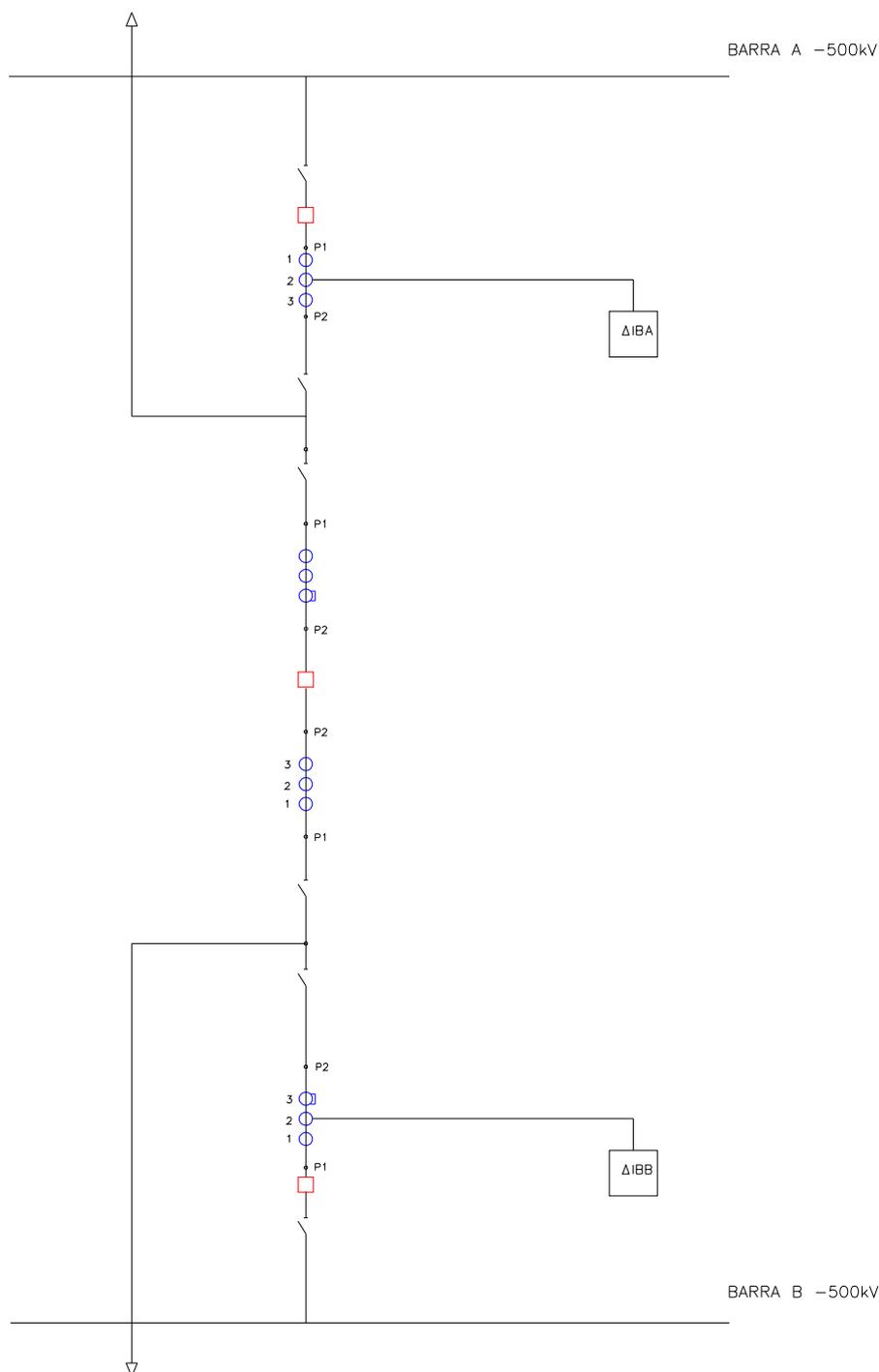


Figura 4.12. Esquema "1½" con sus respectivos transformadores de corriente y de potencial.

4.3.5. DESCRIPCIÓN DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL ABB REB 670 [21].

El relé REB 670 de ABB es un IED especializado para la protección diferencial de barras bajo criterios de selectividad, rapidez y confiabilidad. Puede ser usado para diferentes esquemas de barra, así el REB 670 es aplicable para la

protección de barras simples y dobles con esquemas con o sin barra de transferencia, de doble disyuntor y esquemas de disyuntor y medio, como es el caso de la subestación Pifo. Este IED puede detectar todo tipo de fallas internas, fase – fase y fase – tierra en sistemas sólidamente aterrados o en sistemas de tierra de baja impedancia, así como también fallas internas multi -fase en sistemas aislados de tierra con sistema de tierra de alta impedancia. El REB 670 es aplicable para la protección de barras en subestaciones de medio, alto y extra alto voltaje, que incluye sistemas de 500 kV, con frecuencias de 50 y 60 Hz. Además de la protección diferencial el IED dispone de protecciones adicionales como son la de falla de disyuntores y la de sobrecorriente.

El IED REB 670 tiene versatilidad en cuanto a los TC's, ya que permite conectar TC's de diferente relación de transformación (por ejemplo 1 A o 5 A de corriente secundaria) dentro de una misma zona de protección. Se dispone también de algoritmos de detección que permiten identificar circuitos abiertos en los secundarios de los TC's, evitando así, la operación innecesaria de la protección diferencial.

A continuación se presenta una descripción general de las características más relevantes del REB 670:

- REB 670 es un IED de control, protección y monitoreo con un amplia gama de librerías y posibilidades de configuración y con un diseño de hardware expandible.
- Presenta dos versiones, una trifásica con dos zonas de protección de baja impedancia y 4 u 8 entradas de TC trifásicas o una versión monofásica con dos zonas de protección de baja impedancia y 12 o 24 entradas de TC, en este caso se requerirá tres IED's por esquema de protección, uno por fase.
- Tiene dos zonas de protección diferencial de baja impedancia, que pueden acoplarse en caso de requerirlo.
- La protección diferencial se caracteriza por tener una acción de alta velocidad ante fallas internas, con un tiempo de operación típico de 12 ms.
- Garantiza completa estabilidad durante fallas externas.
- Detección automática del estado del secundario de los TC's, así permite detectar circuitos abiertos o cortocircuitados, además se puede configurar

bloqueos de las zonas de protección de barras por problemas en los TC's, para evitar operaciones innecesarias de la protección diferencial.

- Facilita el uso de TC's con diferentes relaciones de transformación ya que éstas pueden ser ingresadas al IED fácilmente a través de un PC o de su panel frontal.
- Selectividad en la protección diferencial, ya que la rutina de disparo de la protección diferencial de barra actúa sobre todos los disyuntores conectados a la zona fallida.
- El IED además de sus características de protección permite realizar el monitoreo del estado de los disyuntores.
- Dispone de protección de falla de disyuntores por cada entrada de TC. La protección puede configurarse en base a corrientes, en base a los contactos del disyuntor o una combinación de ambas.
- Operación selectiva entre la protección de barras e disyuntores.
- Una protección de sobrecorriente no direccional, inversa o con tiempo de retardo definido está opcionalmente disponible para cada entrada de TC. Esta protección puede ser usada como principal o de respaldo en bahías de línea o de acoplamiento.
- Dispone de una función de autorecierre que permite restaurar la operación de la barra luego de la operación del IED.
- Las funciones de monitoreo incluyen:
 - Registro de hasta 100 perturbaciones con 40 canales analógicos y 96 canales binarios,
 - Lista de eventos para 1000 eventos,
 - Generación de reporte de eventos.
 - Contabilización del número de eventos.
 - Visualización y seteo mediante un HMI.
 - LEDs indicadores.
 - Continuo auto monitoreo del IED para asegurar la no ocurrencia de operaciones indebidas de la función diferencial en caso de una falla interna en el relé.
- Permite hacer medición de las corrientes en todas las bahías, de las corrientes diferenciales y de las corrientes por las barras. Presenta una

precisión en las mediciones analógicas hasta bajo el 0.25% para corriente y voltaje.

- Dispone de módulos de comunicación de datos normalizados.
- Interfase Ethernet que permite tener comunicación fácil y rápida hacia un PC.
- HMI para la visualización general y rápida de la magnitud y ángulo de fase de todas las corrientes de bahía por fase, en el HMI se puede también visualizar la magnitud de la corriente diferencial por cada fase y zona de protección, indicaciones relacionadas a los TC's, información de auto monitoreo del IED.
- El IED tiene lógica programable con varios bloques de compuertas lógicas como AND, OR, INV, temporizadores, entre otros, que permiten al usuario ingresar instrucciones.
- Claves de acceso para el control de usuarios y seguridades.
- El tamaño de la caja del IED es de 1/1 x 19 o 1/2 x 19".
- La fuente de poder puede ser de 24 a 250 Vdc \pm 20%.
- Hasta 11 módulos de entrada/salida, módulos de entrada binaria con 16 entradas y módulos de salida binaria con 24 salidas.

De las principales características del IED REB 670, y siendo éste un dispositivo adecuado para la protección diferencial de barras en esquemas de disyuntor y medio, como es el caso de estudio, además de proveer varias protecciones de respaldo se puede afirmar que es un relé que proveerá seguridad y confiabilidad para la protección diferencial de las barras de la subestación Pifo.

4.4. PROTECCIÓN DE LA LÍNEA PIFO - YAGUACHI.

En las subestaciones eléctricas entran y salen líneas de transmisión, por lo que la protección de éstas se debe considerar como parte de las protecciones en una subestación eléctricas.

Las líneas de transmisión son los elementos del sistema eléctricos de potencia que se encuentran expuestos con mayor frecuencia a fallas y generalmente están protegidos por relés de distancia. la probabilidad de

ocurrencia de fallas en las líneas de transmisión es alta y si éstas no son despejadas en un corto tiempo pueden causar daños importantes en el sistema.

4.4.1. SELECCIÓN DEL ESQUEMA DE PROTECCIÓN DE LÍNEA.

La selección del esquema de protección más adecuado está influenciado por varios factores, los cuales se deben tomar en cuenta al momento de la protección.

4.4.1.1. Importancia y Función de la Línea.

Este es uno de los aspectos más relevantes en la protección de la línea de transmisión, dado que dependiendo de la importancia de la línea en el sistema se define el nivel de confiabilidad requerido.

La importancia de la línea se describe en el Capítulo I, tomando en cuenta el nivel de voltaje, longitud de la línea, la proximidad a las fuentes de generación, flujos de carga, y otros factores.

Pero en general, en las líneas de extra alta tensión, se debe justificar doble protección que serán la principal y redundancia que posteriormente se describirán.

4.4.1.2. Factores del Sistema

En la selección de la protección de la línea, se debe tener en cuenta factores relacionados con los requerimientos del sistema o con la configuración de la línea, como son:

- Requerimientos de tiempo de falla.
- longitud de la línea.
- tamaño de la fuente.
- configuración de la línea.

En la selección de la protección de línea hay diferentes tipos de relés y formas de protección de la línea, pero para el trabajo realizado se utilizara la protección de distancia, ya que es la más utilizada al momento de proteger.

4.4.2. CARACTERÍSTICAS DE LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA.

Los relés de distancia utilizan la medida de la relación entre el voltaje y la corriente para determinar si la falla está en la zona de protección del relé. Las características de estos relés se pueden describir en el diagrama R-X., estos relés se ajustan de acuerdo con las impedancias de secuencia cero y positiva de la línea de transmisión. Existen varias características para los relés de distancia, las cuales se explican a continuación:

4.4.2.1. 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. Ver figura 4.13 (a).

Para darle direccionalidad a este relé se requiere normalmente de una unidad direccional.

4.4.2.2. 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. Ver figura 4.13 (b).

4.4.2.3. 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. Ver figura 4.13 (c).

4.4.2.4. 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. Ver figura 4.13 (d).

4.4.2.5. 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. Ver figura 4.13 (e).

4.4.2.6. 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. Ver figura 4.13 (f).

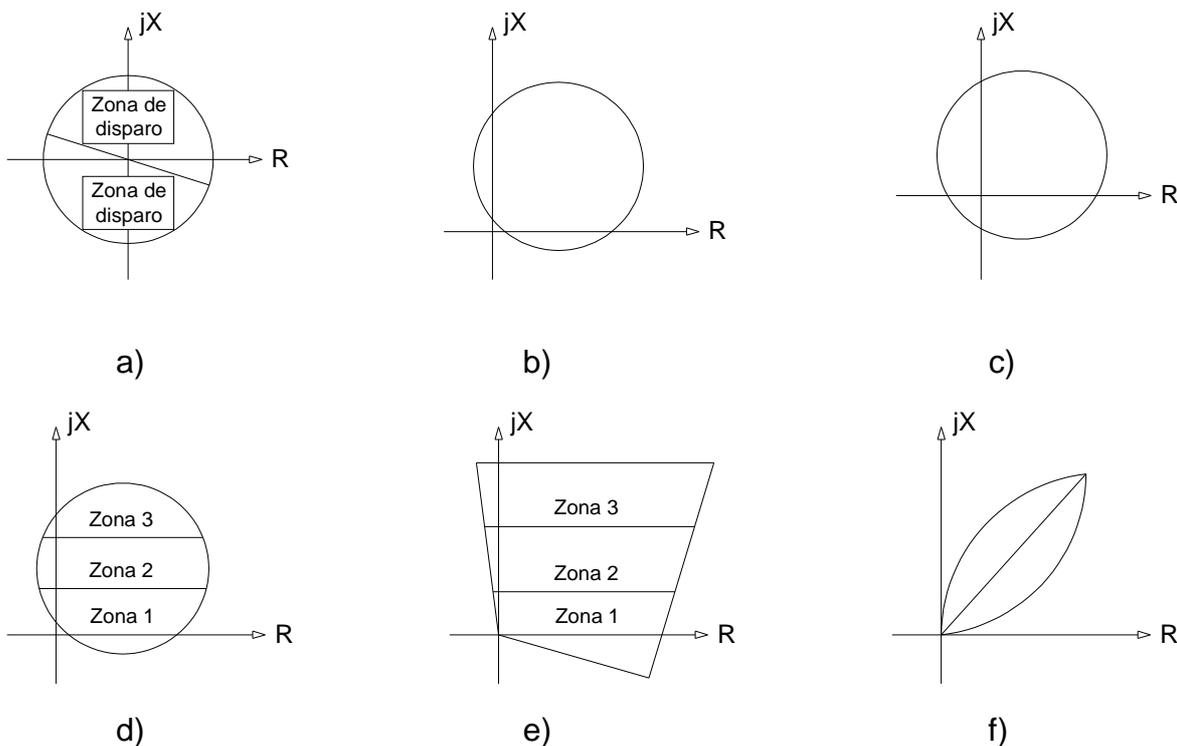


Figura 4.13. Características para diferentes tipos de relés de distancia.

4.4.3. ZONAS DE LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA.

La protección de distancia emplea varias zonas para proteger la línea de transmisión: zona 1, zona 2, zona 3 y zona reversa. sin embargo, algunos relés sólo disponen de dos o tres zonas, y existen relés que pueden llegar a tener hasta cinco zonas y una zona adicional llamado zona de arranque, en la

figura 4.14 se muestra los alcances de las zonas de una protección de distancia con tres zonas adelante y una reversa, con características mho y cuadrilateral.

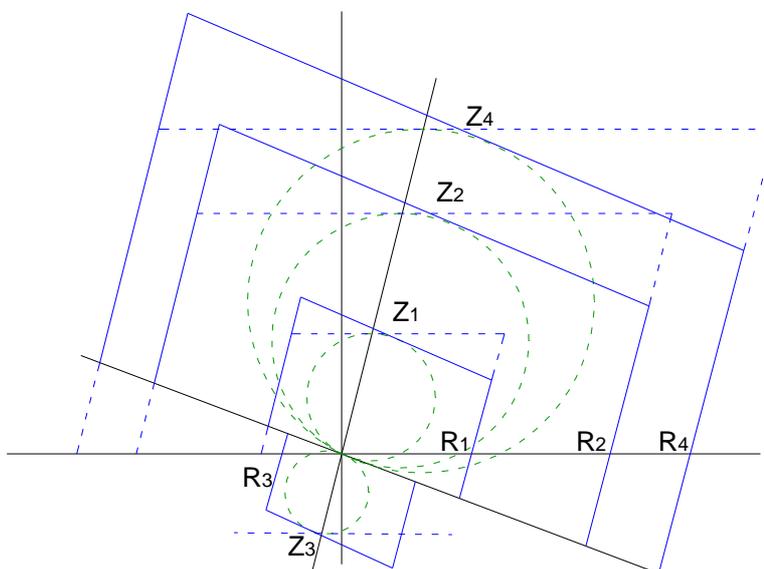


Figura 4.14. Característica general de alcance de zonas, protección de distancia.

Para la zona 1 (Z1), el disparo debe ser instantáneo y el alcance se puede ajustar hasta un 95% de la sección a proteger. La protección de la zona 2 (Z2), cubre el porcentaje restante de la sección protegida, más 25-40% de la sección siguiente.

La zona 3 (Z3) tiene como función brindar una protección de respaldo a líneas remotas en un 100% es decir, el alcance cubre hasta dos nodos de distancia de donde se ubica el relé.

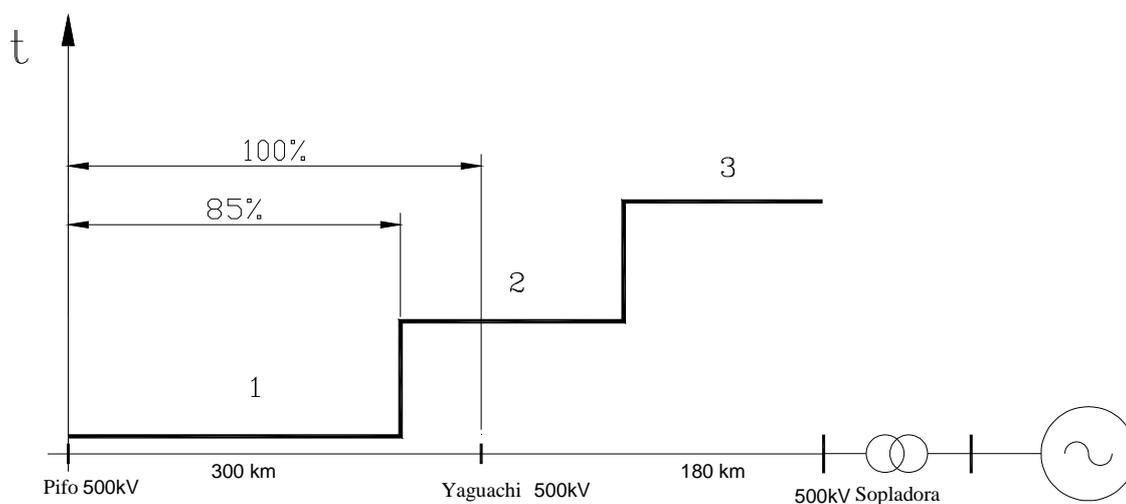


Figura 4.15. Diagrama unifilar sencillo de la línea que se utilizara como modelo para ajustar las zonas del relé de distancia

4.4.4. ESPECIFICACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE PROTECCIÓN.

En base a los valores probables de corrientes para las diferentes posiciones indicados en la Tabla 4.1, pero para el estudio solo nos centraremos en la parte del sector de 500kV.

4.4.4.1. Transformador de Corriente

El cálculo de la corriente será igual que para el autotransformador

$$I_{L_{500kV}} = \frac{450.000kVA}{\sqrt{3} \cdot 500kV}$$

$$I_{L_{500kV}} = 519,62A$$

Corriente nominal con sobrecarga del 5%

$$I_{sob_{L_{500kV}}} = 519,62 \cdot 1,05$$

$$I_{sob_{L_{500kV}}} = 545,60A$$

En base a los valores de corriente obtenidos, se especifican según la Tabla 4.2, donde se escogerá valores de acuerdo para el sector de 500kV, pero se presenta un pequeño resumen de valores.

Tabla 4.5. Especificación valores del TC para la barra A.

Sector 500kV		
Voltaje nominal máxima de servicio	kV	525
Relación de Transformación (RTP)		600/5
Núcleo 1;		
• Utilización.		Medición
• Prestación	VA	10
• Precisión.		Clase 0,5
Núcleo 2.		
• Utilización.		Protección
• Prestación.		10
• Factor limite de precisión	VA	15
• Precisión		5P

4.4.4.2. Transformador de Potencial.

En las subsecciones siguientes se establecerán los parámetros del transformador de potencial, entre ellos la relación de transformación y burden, entre otros.

4.4.4.2.1. Determinación de la relación de transformación.

Para la definición de los transformadores de potencial.

Cálculo:

$$RTP = \frac{\frac{500}{\sqrt{3}}}{\frac{0,115}{\sqrt{3}}} = 4348$$

El TP seleccionado según la relación de transformación será:

$$TP's \quad \frac{500}{\sqrt{3}} / \frac{0,115}{\sqrt{3}}$$

4.4.4.2.2. Determinación del Burden

Se calcula la impedancia del conductor con una distancia estimada de 100m desde el TP al equipo de medición.

Potencia real conectada:

Potencia del cable 5VA

Potencia de relés 0,01VA

$P = 5,177$

Por lo tanto escogemos: 10VA, 3P para protección

10VA, 0,5 para medición

4.4.4.2.3. Especificaciones de los transformadores de potencial.

Las especificaciones de los transformadores de potencial se especifican a continuación en la Tabla 4.6.

Tabla 4.6. Especificación valores de TP's.

Subestación Pifo 500kV TPC	Unidad	Valor
Norma	-	IEC 60044-5
Tipo:		
Montaje	-	Monofásico exterior
Tipo	-	Capacitivo
Arrollamientos Secundarios	N°	3
Voltaje nominal (Vn)	kV	500
Voltaje nominal máxima de servicio	kV	$525/\sqrt{3}$
Voltaje primario	kV	$500/\sqrt{3}$
Voltaje secundario	V	$115v/\sqrt{3}$
Frecuencia nominal	Hz	60
Rigidez dieléctrica nominal con onda tipo impulso 1,2/50ms.	kV	-
Rigidez dieléctrica nominal con onda tipo maniobra 250/2500ms.	kV	-
Características de los arrollamientos		
Arrollamiento 1		
• Utilización.		Protección
• Prestación	VA	10
• Precisión.		3P
Arrollamiento 2.		
• Utilización.		Protección
• Prestación	VA	10
• Precisión.		3P
Arrollamiento 3		
• Utilización.		Medición
• Prestación.	VA	10
• precisión		0,5

4.4.5. CALCULO DE AJUSTE DE LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA

Para el ajuste de las zonas en los relés de distancia se debe tener en cuenta no sólo la impedancia de la línea a proteger sino también las de las líneas adyacentes, dado que el ajuste de algunas de las zonas del relé de distancia cubre una parte o la totalidad de la línea adyacente, "Anexo E", se muestra los valores a utilizar para el desarrollo de la protección de línea.

En lo que respecta al sistema de 500kV, los parámetros de las líneas usados en la simulación se resumen en la Tabla 4.7. Los parámetros propios de cada línea calculados en función de sus longitudes se muestran en la Tabla 4.8.

Tabla 4.7. Parámetros usados en la simulación para L/T de 500kV.

Secuencias	R (Ω/km)	X (Ω/km)	B ($\mu\text{s}/\text{km}$)
Positiva (+) y Negativa (-)	0.0229	0.3234	5.1011
Cero (0)	0.2956	1.1025	3.3581

Tabla 4.8. Parámetros en secuencias de cada línea del sistema de 500kV.

Líneas	R (Ω)		X (Ω)		B (μs)	
	(+) y (-)	(0)	(+) y (-)	(0)	(+) y (-)	(0)
C.C.S – Pifo 1 (125 km)	2.862	36.95	40.425	137.81	637.637	419.76
C.C.S – Pifo 2 (125 km)	2.862	36.95	40.425	137.81	637.637	419.76
Pifo – Yaguachi (300 km)	6.87	88.68	97.02	330.75	1530.33	1007.43
Yaguachi – Sopladora (180 km)	4.122	53.21	58.212	198.45	918.198	604.45

El relé empleado con de ejemplo será el cuadrilateral en donde su alcance se ajusta en función de la resistencia y reactancia.

La impedancia de la línea Pifo-Yaguachi será:

$$Z_{L/T(Pifo-Yaguachi)} = 6.87 + j88.68$$

$$Z_{L/T(Pifo-Yaguachi)} = 88.95 \angle 85.57^\circ$$

Donde la impedancia debe ser expresada en ohmios para el lado secundario, para que mida el relé será:

$$Z_{\text{secundario}} = Z_{\text{primario}} \cdot \frac{RTC}{RTP}$$

Donde:

$Z_{\text{secundario}}$	impedancia en el lado secundario
Z_{primario}	impedancia en el lado primario de la L/T
RTP	Relación de transformación del TP
RTC	Relación de transformación del TC

por lo tanto la impedancia secundaria:

$$Z_{\text{secundario}} = (88.95 \angle 85.57^\circ) \cdot \frac{120}{4348}$$

$$Z_{\text{secundario}} = 2.45 \angle 85.57^\circ$$

$$Z_{LT(Pifo-Yaguachi)} = 0.189+j2.448$$

4.4.5.1. Ajuste de la Zona 1 de Protección.

La primera zona de la protección de distancia es normalmente de operación instantánea y tiene por finalidad proveer un despeje rápido de fallas que ocurran a lo largo de la línea. En la zona 1 se ajustará a un 85% de la impedancia de la línea, para evitar operaciones innecesarias cuando se presente una falla más allá de la barra, por lo tanto el ajuste de la zona 1 será:

$$Z_1 = K \cdot Z_L$$

Donde:

Z_1	Ajuste de la zona 1
K	Constante.
Z_L	Impedancia de secuencia positiva de la línea.

Como criterio se recomienda un factor K del 85% de la impedancia de la línea, pero para líneas cortas, el factor K puede ser menor e incluso puede ser del 70% [11]

Tiempo de zona 1: instantánea (0ms).

$$Z_{LT(Pifo-Yaguachi)} = 0.189+j2.448$$

$$Z_1 = 85\% \cdot (0.189+j2.448)$$

$$Z_1 = 0.161+j2.081$$

4.4.5.2. Ajuste de la Zona 2 de Protección.

En la zona 2 es proteger completamente la línea en consideración y actuar como zona de respaldo ante la no operación de la Zona 1 de las líneas ubicadas en la subestación remota.

Como valor mínimo de ajuste se escoge el 120% de la impedancia de la línea a proteger, dado que si se escoge un valor inferior, los errores de los transformadores de medidas (TC y TP), el acoplamiento mutuo de secuencia cero en circuitos paralelos y el valor de la impedancia de falla, pueden producir

subalcance en el relé, es decir que el relé no verá la falla en Zona 2, sino más allá y por lo tanto operará en un tiempo muy largo.

$$Z_{L/T(Pifo-Yaguachi)} = 0,189+j2,448$$

$$Z_2 = 120\% \cdot (0,189+j2,448)$$

$$Z_2 = 0,228+j2,937$$

El tiempo de la zona 2 deberá ser tal que, no opere antes que de la zona1, el tiempo se ajustará usualmente entre 0,2 y 0,5 segundos [10].

4.4.5.3. Ajuste de la Zona 3 de Protección.

El alcance de la zona tres se determina por:

$$Z_3 = 100\% \cdot Z_{L/T12} + 120\% \cdot Z_{L/T23}$$

Por lo tanto, según la figura4.15.

$$Z_3 = 100\% \cdot Z_{L/T(Pifo-Yaguachi)} + 120\% \cdot Z_{L/T(Yaguachi-Sopladora)}$$

$$Z_{L/T(Pifo-Yaguachi)} = 0,189+j2,448$$

$$Z_{L/T(Yaguachi-Sopladora)} = 4,122+j53,21$$

$$Z_{L/T(Yaguachi-Sopladora)} = 53,369 \angle 85,57^\circ$$

$$Z_{secundario} = (53,369 \angle 85,57^\circ) \cdot \frac{120}{4348}$$

$$Z_{secundario} = 1,473 \angle 85,57^\circ$$

$$Z_{L/T(Pifo-Yaguachi)} = 0,114+j1,469$$

$$Z_3 = 100\% \cdot (0,189+j2,448) + 120\% \cdot (0,114+j1,469)$$

$$Z_3 = 0,326+j4,210$$

El tiempo de la zona 3 debe permitir que actué la zona1, y generalmente el ajuste de tiempo de la zona puede ser muy alto; usualmente entre 0.8 y 2.0 segundos.

4.4.6. CONEXIÓN DE LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA.

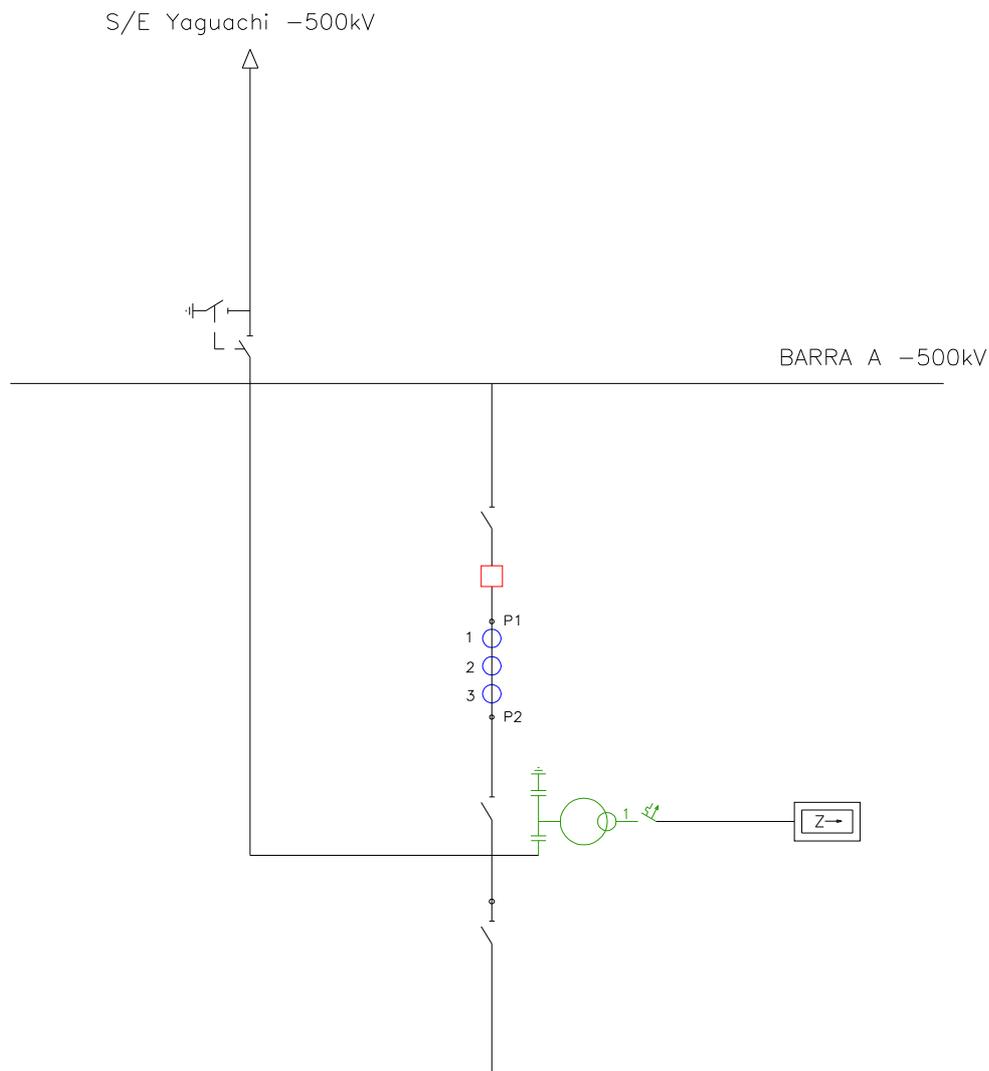


Figura 4.16. Conexión de la protección de distancia para la línea Pifo – Yaguachi..

4.4.7. DESCRIPCIÓN DE LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA ABB REL 670 [22].

El relé REL 670 de ABB es un IED diseñado para protección, monitoreo y control de líneas de transmisión y que al ser un dispositivo de protección enteramente numérico permite proveer una protección selectiva de alta velocidad.

Este IED puede emplearse en sistemas de potencia a todo nivel de voltaje y en sistemas puestos sólidamente a tierra.

Es adecuado para la protección de cables y líneas aéreas, líneas cortas o largas, líneas paralelas, líneas fuertemente cargadas, puede detectar todo tipo de fallas incluyendo fallas trifásicas cercanas.

A continuación se presentan las características más relevantes del REL 670, enfocándose principalmente a la protección de distancia, aún cuando se tiene otras funciones de protección que sirven de protección de respaldo.

Como parte de la protección de distancia se tiene las siguientes características:

- Dispone de 4 grupos de ajustes independientes, seleccionables por el usuario con configuraciones de simple o múltiples disyuntores.
- Contiene 5 zonas de distancia con característica de medición cuadrilateral y mho para fallas fase-fase, con detección de fallas hacia delante y hacia delante y hacia atrás.
- Funciones de protección que incluyen protección no direccional y direccional de sobrecorriente y de fallas a tierra, protección de tensión residual, sobretensión y subtensión, protección de sobrecarga térmica, protección contra fallo de disyuntor y reenganchador automático.
- Medición de distancia con característica de operación poligonal.
- Operación rápida, mínimo 21 ms, típico 25 ms.
- Adecuado para aplicación con transformadores de potencia según norma IEC44-5.
- Compensación de carga para el alcance de la primera zona de distancia en subalcance, para evitar un posible sobrealcance del lado de la línea que carga, inclusive para fallas de alta resistencia y doble alimentación.
- La selección de fase puede ajustarse en forma direccional y limitarse a un rango efectivo de la zona en sobrealcance brindando una selección de fase mejorada para el recierre automático monofásico.
- Eliminación de un posible sobrealcance en caso de fallas resistivas fase-fase a tierra.

Adicionalmente el IED tiene las siguientes características:

- Cuenta con funciones para protecciones de sobrecorriente, voltaje, sobre y baja frecuencia, entre otras, que sirven como protecciones de respaldo a la función principal que es la protección de distancia.

- Dispone de funciones de monitoreo que incluyen las siguientes posibilidades:
 - Registro de hasta 100 perturbaciones con 40 canales analógicos y 96 canales binarios,
 - Lista de eventos para 1000 eventos,
 - Generación de reporte de eventos y perturbaciones,
 - Ubicación de la falla,
 - Contabilizar el número de eventos.
 - LEDs indicadores.
- Funciones para la medición de voltaje, corriente, potencia activa, reactiva y aparente y factor de potencia.
- Función de medición de energía para aplicaciones estadísticas.
- Módulos de interbloqueo para varias configuraciones de subestación, para garantizar una operación segura.
- Incluye funciones de auto recierre.
- Dispone de módulos de comunicación de datos.
- Interfase Ethernet que permite tener comunicación fácil y rápida hacia un PC.
- HMI para la visualización de diagramas unifilares.
- Claves para control de acceso a usuarios y seguridades.
- El tamaño del relé depende del número de módulos de entrada/salida requeridos, así los tamaños serán de 1/1 x 19", 3/4 x 19" o 1/2 x 19".
- La fuente de poder puede ser de 24 a 250 Vdc \pm 20%.
- Hasta 14 módulos de entrada/salida, módulos de entrada binaria con 16 entradas y módulos de salida binaria con 24 salidas.

Análogo a los casos anteriores, se tiene que el IED REL 670 es adecuado para la protección de la línea Pifo – Yaguachi, debido a que es un IED dedicado para la protección de líneas de transmisión.

4.5. PROTECCIÓN REACTOR DE LÍNEA.

Las líneas de extra alta tensión y alta tensión, producen o absorben reactivos, dependiendo de cómo se encuentre la línea, para cuando la línea está altamente cargada, consume potencia reactiva, en cambio si la línea está ligeramente cargada, generará reactivos debido a la capacitancia propia de la línea figura 4.17. Esto se conoce como efecto capacitivo de la línea, y tiene mayor importancia en líneas de gran longitud.

Cuando se produce un excedente de reactivos estos deben ser absorbidos por reactores, ya que generalmente los reactores son aplicados a un sistema de transmisión para compensar la corriente capacitiva de líneas, con esto limita el voltaje en las barras a valores definidos.

Los reactores de línea están colocados por lo general en uno, o ambos extremos de la línea de transmisión, tal como se ve en la figura 4.17., el reactor puede ser trifásico o un banco de reactores monofásicos conectados en Y con el neutro sólidamente aterrados a tierra, estos se pueden acoplar permanentemente a la línea o acoplarlos cuando se los requiera.

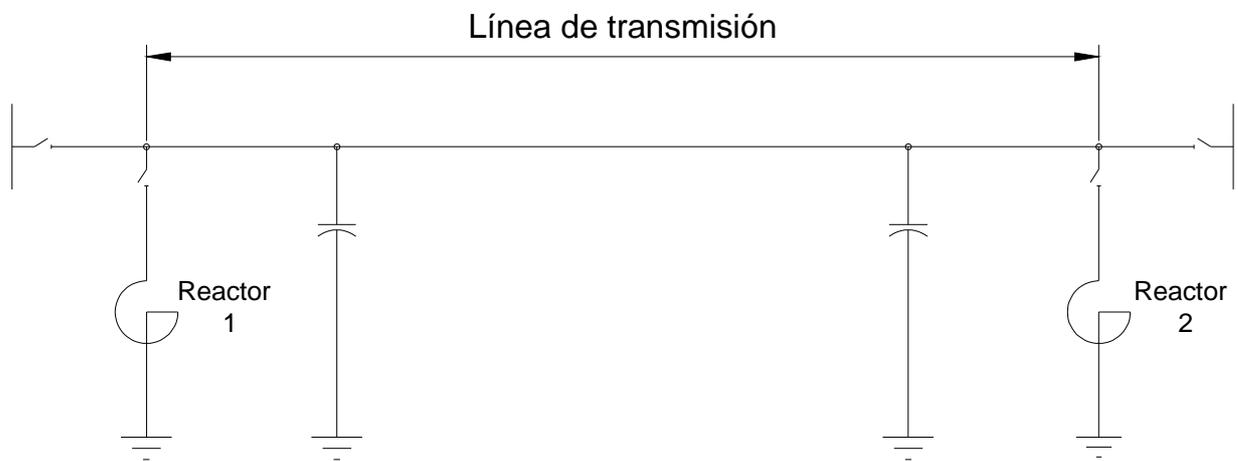


Figura 4.17 Reactores conectados a la línea.

Considerando la importante función que tiene el reactor como elemento de compensación de reactivos dentro de un sistema eléctrico de potencia, como también su correspondiente costo, resulta necesario disponer de ciertos esquemas y medios de protección que permitan garantizar la seguridad del

elemento y sus partes, en caso de producirse alguna falla en el reactor o cerca de esté.

Los objetivos que se persiguen con la protección, son:

- Mantener la continuidad de servicio, evitando que salga indebidamente de operación, un circuito importante del sistema de transmisión, por alguna falla ocurrida en el banco de reactores.
- Evitar que los daños por fallas involucren a otros elementos del sistema.
- Reducir los costos de reparación.

4.5.1. PRINCIPALES TIPOS DE FALLAS EN REACTORES DE LÍNEA

Las fallas más comunes en reactores de línea son:

- Fallas que dan como resultado grandes cambios de la magnitud de la corriente tales como fallas en bushing, fallas del aislamiento, etc. Debido a la proximidad entre el devanado y el núcleo y el devanado y el tanque pueden presentarse también fallas devanado - tierra. Las fallas de bushing internas o externas al tanque, así como fallas en la conexión entre el banco de reactores y la línea de transmisión dan como resultado corrientes de fase mucho mayores
- Fallas entre espiras en el devanado que producen pequeños cambios en la corriente de fase. Estos niveles bajos de falla pueden derivar en un cambio de la impedancia del reactor, incrementando la temperatura y la presión internas con acumulación de gas, que de no ser detectadas pueden producir una falla mayor.

4.5.2. PROTECCIÓN DIFERENCIAL DEL REACTOR.

El reactor como elemento importante, dentro de un sistema eléctrico de potencia, deberá ser protegido de una manera selectiva, rápida y segura.

En el sistema de 500kV se ha considerado el uso de bancos de reactores en derivación ubicados en los extremos de las líneas, con el fin de disminuir los posibles sobrevoltajes por Efecto Ferranti, los valores nominales de reactivos para compensación se muestran en la Tabla 4.9.

Tabla 4.9. Banco de reactores en los extremos de las líneas.

Líneas	# Bancos en c/extremo	MVAr en c/extremo	TOTAL MVAr
C.C.S – Pifo 1	1 x 30 MVAr	30	60
C.C.S – Pifo 2	1 x 30 MVAr	30	30
Pifo – Yaguachi	4 x 30 MVAr	120	240
Yaguachi – Sopladora	2 x 30 MVAr	60	120

4.5.2.1. Cálculo del TC en el Lado de 500kV.

Cálculo de la corriente nominal del banco de reactores monofásicos en el lado de 500kV.

$$I_{Nreactor} = \frac{120.000MVAr}{\sqrt{3} \cdot 500kV}$$

$$I_{Nreactor} = 138,56 A$$

Corriente nominal con sobrecarga del 5%

$$I_{sob_{reactor}} = 138,56 \cdot 1,05$$

$$I_{sob_{reactor}} = 145,49 A$$

La corriente nominal primaria del TC se selecciona de valores normalizados mostrados en la sección 2.3.4.4.

TC's 200/5

La corriente secundaria aplicando la relación de transformación:

$$i_{Nreactor} = 145,49 A \frac{5}{200}$$

$$i_{L_{500kV}} = 3,64 A$$

Tabla 4.10. Resumen de resultado de corrientes nominales primarias y secundarias en el reactor

Sector	I nominal primaria [A]	I nominal secundaria [A]
500kV	545,6	4,55

Para la clase de precisión de los TC los más comunes para protección son:

Tabla 4.11. Resumen de valores de TC

Reactor de Línea		
Voltaje nominal máxima de servicio	kV	525
Relación de Transformación (RTC)		200/5
Núcleo 1;		
• Utilización.		Medición
• Prestación	VA	10
• Precisión.		Clase 0,5
Núcleo 2.		
• Utilización.		Protección
• Prestación.		10
• Factor limite de precisión	VA	15
• Precisión		5P

4.5.2.2. Ajuste de la Protección Diferencial del Reactor.

El ajuste de la protección diferencial se debe seleccionar con la máxima sensibilidad del relé pero realizando la verificación de estabilidad de la protección ante falla externa. Adicionalmente se sugiere verificar la inmunidad de la protección ante componentes ajenas a la componente fundamental de la corriente (armónicos).

4.5.3. CONEXIÓN DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL.

La conexión de la protección diferencial para el reactor de línea se muestra en la figura 4.18.

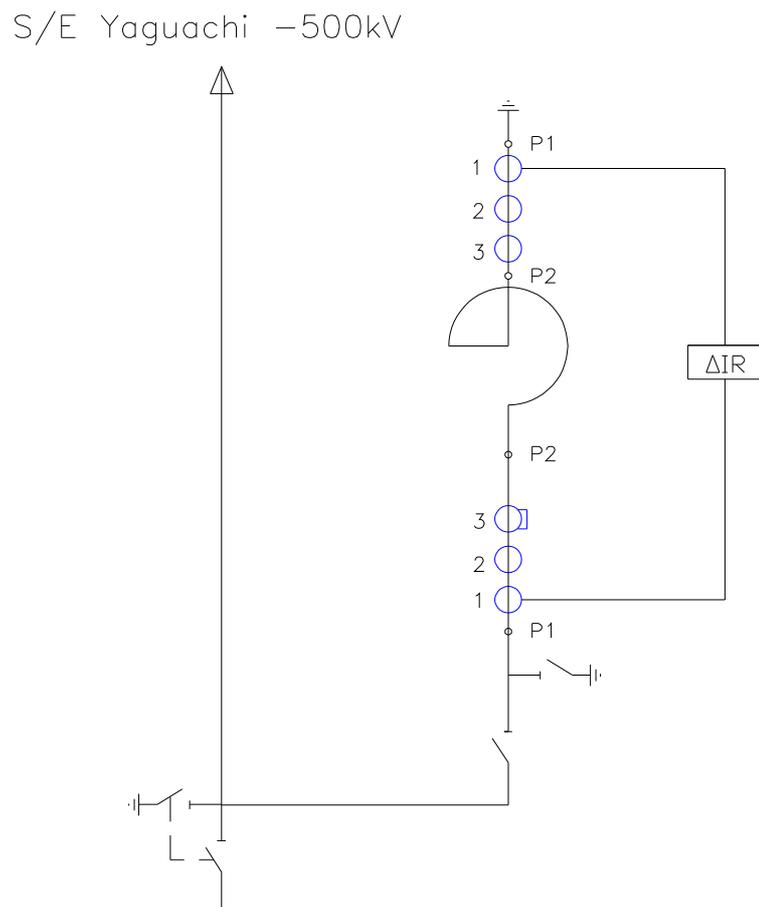


Figura 4.18. Conexión de la protección de distancia para la línea Pifo – Yaguachi.

La descripción del relé para la protección del reactor corresponde a la descrita en la sección 4.2.7 que corresponde al IED RET 670 de ABB para la protección del transformador, ya que este IED contiene las funciones adecuadas para protección del reactor.

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

5.1. CONCLUSIONES.

- Antes de hacer un estudio de protecciones se debe tener valores fundamentales para el cálculo como son los flujos de potencia, se los obtiene por cálculo o por medio de programas de simulación que permitan simular el sistema, realizando para diferentes configuraciones y contingencias operativas.
- La utilización de la nueva tecnología en la protección de sistemas de potencia, resulta eficiente, porque en un solo dispositivo tiene incorporado diferentes funciones inclusive con uno solo se puede proteger toda una subestación ya que viene incluido o se configura lo que se quiere proteger, además tiene la capacidad de guardar información tale como: datos de corrientes, voltajes, potencia, frecuencia, y la ocurrencia de eventos como fallas, esto ayuda para poder analizar de cómo se encuentra el sistema.
- A pesar de hacer un análisis desde una visión general de los varios relés que se utilizan para la protección contra diferentes tipos de fallas, en el estudio se centro en utilizara lostipos de relés: el diferencial y el de distancia, pero tomando en cuenta los otros tipos de relés que se requiere para la protección de cada elemento.
- El buen funcionamiento de un relé de protección está relacionado con el comportamiento del transformador de corriente y de potencial asociado, mas no de la carga nominal teórica.
- La ventaja de utilizar relés numéricos es que ayudan a corregir todos los factores que influyen en el buen funcionamiento de relé.
- Existen diferentes tipos de relés para la protección de cada uno de los elementos de una subestación, pero se detalla las protecciones necesarias por cada elemento a proteger y se utilizan las protecciones fundamentales

como son la protección diferencial y de distancia. Para lo cual se ha incluido la protección del banco de auto-transformadores, protección de la barra, protección de la línea y la protección del reactor.

- En la protección del transformador no difiere mucho cuando se trate un transformador trifásico o un banco de transformadores monofásicos, porque para el caso del banco se toma con un trifásico y se sigue el mismo procedimiento al momento de protegerlo.
- Hay diversas formas de proteger un banco de transformadores monofásicos con la protección diferencial como son: el esquema basado en la primera ley de Kirchhoff, esquema de protección unitaria, y el esquema basado en el balance de amperio vuelta, pero se utilizó el más adecuado en cuanto al nivel de 500kV tomando como ejemplo de otras subestaciones a dicho nivel y documentación en la cual, la recomendada es la que está basada en el balance amperio vuelta, en la que se trata solo la corriente diferencial entre el primario, secundario y el terciario
- Dependiendo del tipo de esquema de barras se puede utilizar diversas configuraciones de protección. Sin embargo, para el caso de disyuntor y medio se tiene una protección independiente por cada barra.
- Una línea de transmisión se puede proteger con protecciones de distancia o diferencial, pero la protección diferencial no es aplicable para proteger longitudes largas ya que están diseñadas para longitudes cortas.
- Es muy importante tener un esquema de protección de respaldo o redundante que se conecte en paralelo con el principal, con esto se evita la indisponibilidad de la línea o equipo ante falla o ante la ausencia de actuación por avería de una protección principal.
- Los valores para la calibración del relé se puede ajustar de acuerdo a los requerimientos que se necesiten y se pueden cambiar con facilidad en caso que sea necesario

5.2. RECOMENDACIONES.

- En el presente trabajo se desarrolló la aplicación de únicamente un tipo de protección para cada elemento de la subestación, aún cuando se describió el conjunto de protecciones que cada elemento debería tener,. De aquí que será importante seguir con la investigación más detalla en cada uno de los elementos de protección que completen un esquema total de protecciones de la subestación Pifo.
- Para encontrar los transformadores de corriente y tensión, no se tomo en cuenta muchos factores que intervienen para las protecciones como por ejemplo el nivel de aislamiento que se necesita para 500kV, el efecto de saturación que tendrá a dicho nivel y otros parámetros necesarios para que tenga un mejor funcionamiento la protección, por lo que sería recomendable hacer un estudio más detallado de los TC's y TP's tomando en cuenta los parámetros necesarios para el voltaje de 500kV.
- La coordinación de protecciones es otra parte importante en la protección, por lo que se debería seguir su estudio, previo la obtención de todas las protecciones necesarias en la S/E a 500kV.
- En general se recomienda que todas las protecciones a ser implementadas debe ser de última tecnología, por cuanto esto permite tener un sistema de protecciones más confiables dando una mejor supervisión

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.

- [1] CONELEC, Plan maestro de electrificación 2007-2016, Ecuador, diciembre 2007.
- [2] CONELEC, Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano. Período enero – junio Año 2007.
- [3] TRANSELECTRIC S.A, Sistema de Transmisión de 500 kV, Descripción de la Prefactibilidad del Proyecto, mayo 2008.
- [4]TRANSELECTRIC S.A, Plan de Expansión de Transmisión Período 2008 – 2017, diciembre 2007.
- [5] CIGRE, Undécimo encuentro regional iberoamericano del cigré – XI ERIAC, “Protección Numérica de la Línea de Transmisión en 500kV Yacaretá-Ayolas”.
- [6] COES SINAC, Comité de operación económica del sistema interconectado nacional, Requerimientos Mínimos de Equipamiento para los sistemas de protección del SEIN.
- [7] RAMÍREZ Alanís, Margil. Sc. Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia. Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, Universidad Autónoma de Nuevo León, Julio 2005.
- [8]CAPELLA, Robert, Centro de Formación Scheneider, publicación técnica Scheneider: PT-071, Edición: mayo 2003.
- [9] JOHN, A. T. and SALMAN, S. K., “Digital Protection for Power Systems”, IEE power series 15, 1995
- [10] ENRIQUEZ H, Gilberto. ELEMENTOS DE DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS, Segunda Edición. Editorial LIMUSA. México, D.F. 2002
- [11] ISA. Interconexión Eléctrica S.A. “E.S.P”, Consultoría para elaborar manual de procedimientos para la coordinación de protecciones en el CND, Guías para el buen ajuste y la coordinación de protecciones del SNT, Itagüí julio de 2000
- [12] TRANSENER S.A., Guías de diseño para estaciones transformadoras, Sistema de transporte de energía eléctrica en alto voltaje, Guía de diseño y normas de protecciones.
- [13] ABB, Transmission and Distribution Management Ltd. Protection Application Handbook. Book No. 6, Printed in Sweden, ABB Support 1999-06.

- [14] VILLARROEL, Moreno, Manuel Protección de Sistemas Eléctricos, Universidad de la Frontera, Facultad de Ingeniería ciencias y Administración, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Temuco 2003.
- [15] ANDERSON, Paul M. Power System Protection. McGraw-Hill : IEEE Press, New York 1999.
- [16] CAPELLA, Robert, Centro de Formación Schneider, publicación técnica Schneider: PT-071, Edición: mayo 2003.
- [17] MANSO, Russell, The Art & science of protective relaying.
- [18] ABB, RET 670 Technical reference manual, Document ID: SA2008-000519 Differential Protection Schemes for Auto-Transformers.
- [19] MONTESINO, Roberto Fernando, Selección y Protección de reactores en sistemas de potencia. EPN FIE, Abril 1985
- [20] ABB, Transformer protection IED RET 670, Buyer's Guide, November 2007.
- [21] ABB, Buss differential protection IED REB 670, Buyer's Guide, November 2007.
- [22] ABB, Line distance protection IED REB 670, Buyer's Guide, November 2007.
- [23] MONTANÉ, Sangrá, Paulino, Protecciones en las instalaciones eléctricas: Evolución y perspectivas Publicado por Marcombo, 1991, segunda edición
- [24] GLOVER, Duncan, MULUKUTLA Sarma, Sistemas de Potencia, Análisis y Diseño, Tercera Edición 2004.
- [25] ZIEGLER, Gerhard, Numerical Differential Protection, Principles and applications, SIEMENS, Nuremberg 2005.
- [26] ZIEGLER, Gerhard, Numerical Distance Protection, Principles and applications, SIEMENS, Nuremberg 2006.
- [27] TERÁN Gómez, Edmundo. Selección y Protección de esquemas de barras en subestaciones de 230/138kV Aplicación a la subestación Milagro, Tesis EPN, 1978.

GLOSARIO Y SIMBOLOGÍA.

I_n	Corriente nominal.
I_{pn}	Corriente nominal primaria
I_{sn}	Corriente nominal secundaria
I_p	Corriente primaria real
I_s	Corriente secundaria real correspondiente a la corriente I_p , bajo condiciones de medición.
$I_{arranque}$	Corriente de arranque.
I_{falla}	Corriente de falla.
I_{Dif}	Corriente diferencial
$I_{Frenado}$	Corriente de frenado
δ	Error de ángulo.
I_{th}	Corriente térmica nominal de corta duración
K_n	Relación de transformación nominal I_{pn}/I_{sn}
I_{dyn}	Corriente dinámica nominal.
I_{L_500kV}	Corriente de línea sector 500kV.
I_{sob}	Corriente de sobrecarga
T	Tiempo.
V_n	Voltaje nominal.
$V_{arranque}$	Voltaje de arranque.
V_{pn}	Voltaje nominal primario
V_{sn}	Voltaje nominal secundario
V_p	Voltaje primario real
V_s	Voltaje secundario real.
P_n	Potencia nominal
S_{kss}	Potencia trifásica de corto circuito
Z	Impedancia.
R	Resistencia.
R_c	Resistencia del conductor.

P_i	Carga interna del TC $P_i = R_{CT} \cdot I_{NS}^2$
P_B	Carga actualmente conectada $P_i = R_B \cdot I_{NS}^2$
R_{TC}	Resistencia interna secundaria del TC
R_B	Resistencia de la carga (R _C +R _R)
R_C	Resistencia del conductor conectado al TC
R_R	Resistencia del relé.
ρ	Resistividad del cobre 0,017 Ω*mm ² /m
L	Longitud del conductor
S	Sección del conductor, en mm ²
V_R	Voltaje en el relé.
Z_{secundario}	impedancia en el lado secundario
Z_{primario}	impedancia en el lado primario de la L/T
N	Relación de Transformación.
TC	Transformador de corriente.
TP	Transformador de potencial.
RTP	Relación de transformación del TP
RTC	Relación de transformación del TC
FLP	Factor límite de precisión.
ATU	Autotransformador.
SSR	Relé de estado sólido “solid state relay”.
SMT	Tecnología de montaje superficial “Superficial montage technological”.
RTOS	Sistema operativo en tiempo real.
A/D	Analógico/digital
HMI	Human machine interface
IED	Intelligent Electronic Device
“1 1/2”	disyuntor y medio
CONELEC	Consejo nacional de electricidad.
SNT	Sistema nacional de transmisión.
SNI	Sistema nacional interconectado.
S/E	Subestación.
EHV	<i>extra high voltage</i> , extra alta tensión.

HV	<i>high voltage</i> , alto voltaje
LV	<i>low voltage</i> , bajo voltaje
CATEG	Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil.
SEP	Sistema eléctrico de potencia.

ANEXO A

**“Mapa Eléctrico del Sistema Nacional de
Transmisión”**

ANEXO A

MAPA GEOGRÁFICO DEL S.N.T.

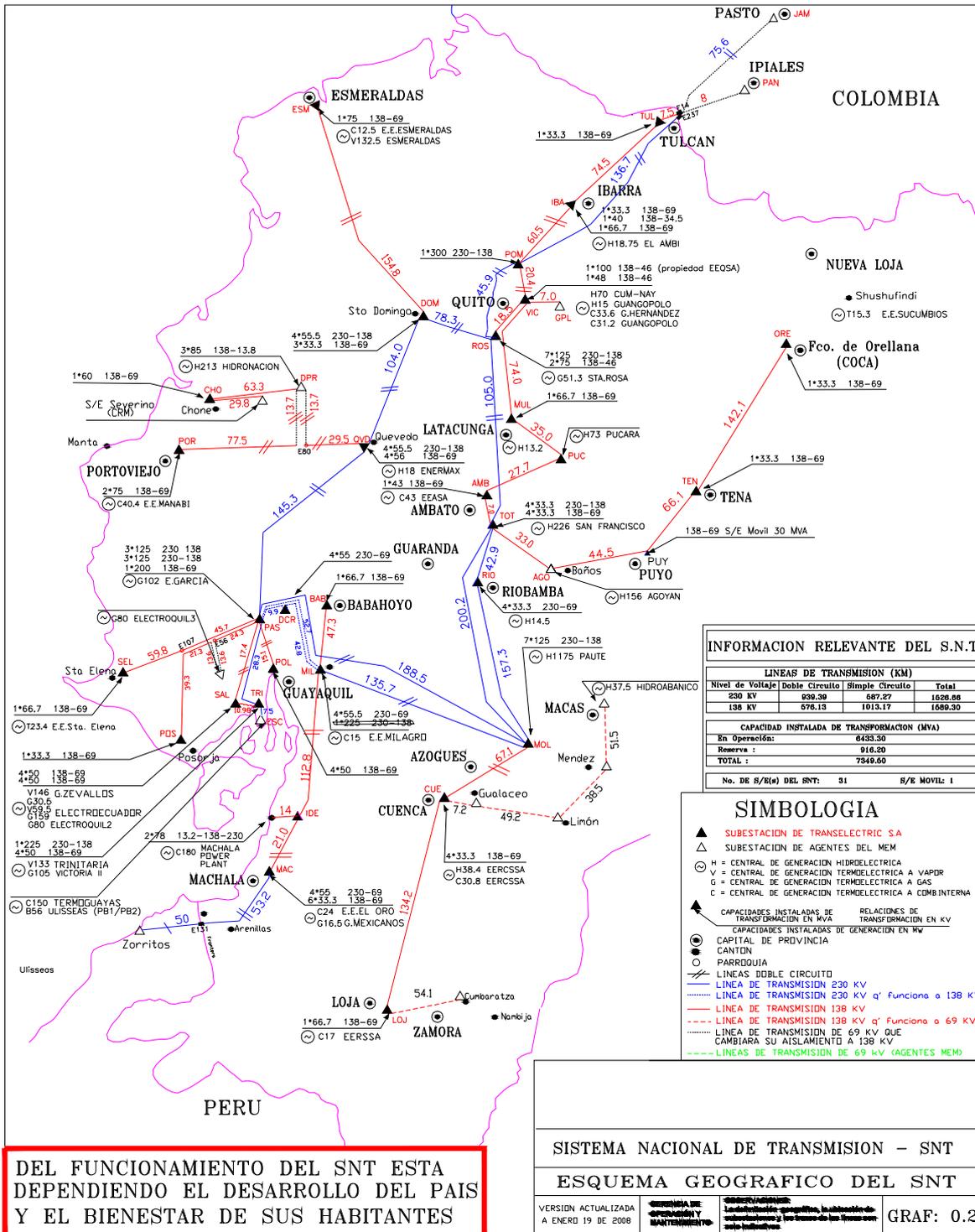
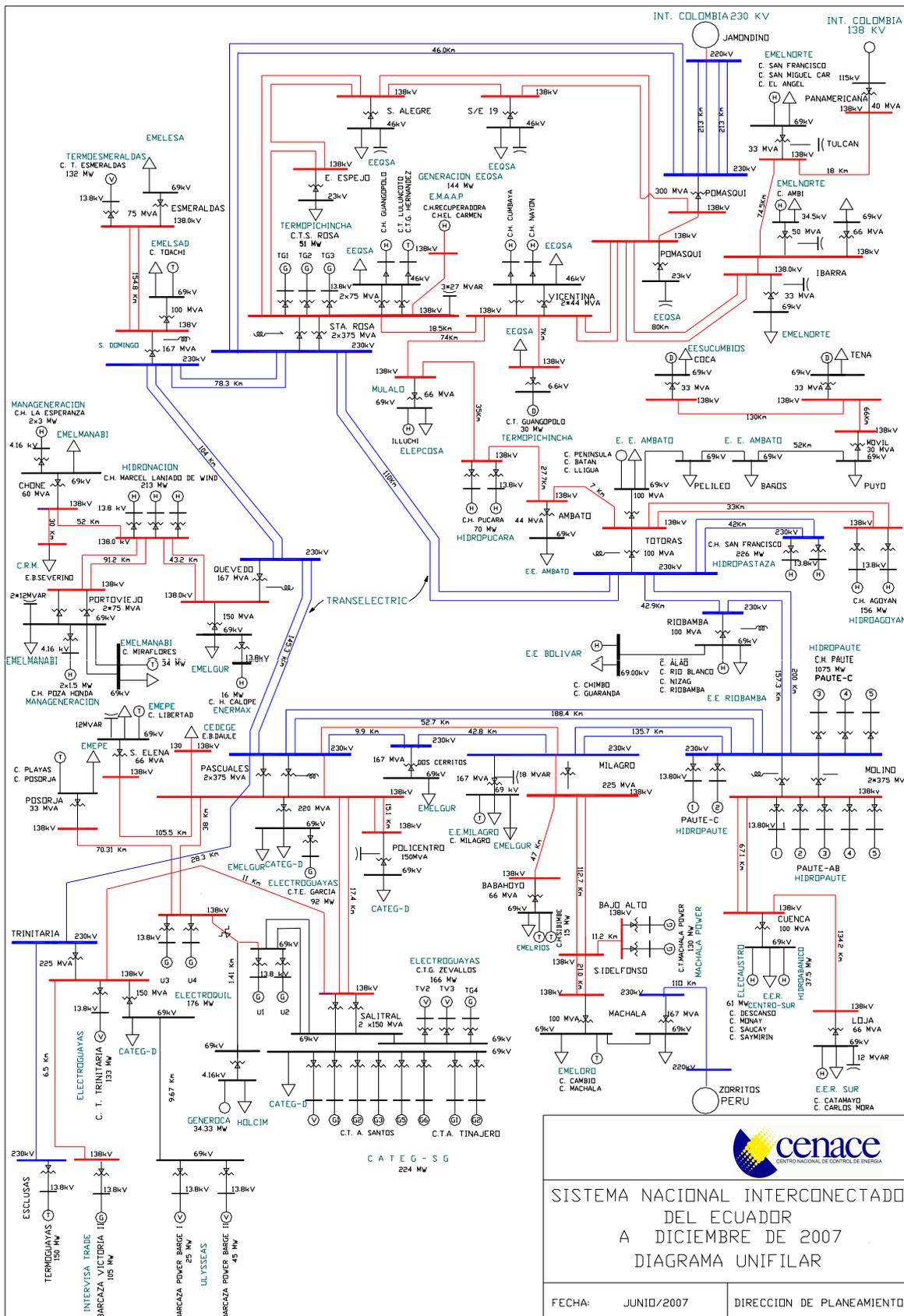


Figura A.1. Mapa geográfica del sistema nacional de transmisión ecuatoriano [4].

ANEXO B

“Diagrama Unifilares del S.N.I”





SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DEL ECUADOR
A DICIEMBRE DE 2007
DIAGRAMA UNIFILAR

FECHA: JUNIO/2007	DIRECCION DE PLANEAMIENTO
-------------------	---------------------------

ANEXO C

**“Mapa Geográfica, Sistema de Transmisión de
500kV”**

ANEXO C

MAPA GEOGRÁFICO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE 500kV.

En el siguiente gráfico se muestra puntos de generación y subestación, y recorrido de la línea de 500kV.

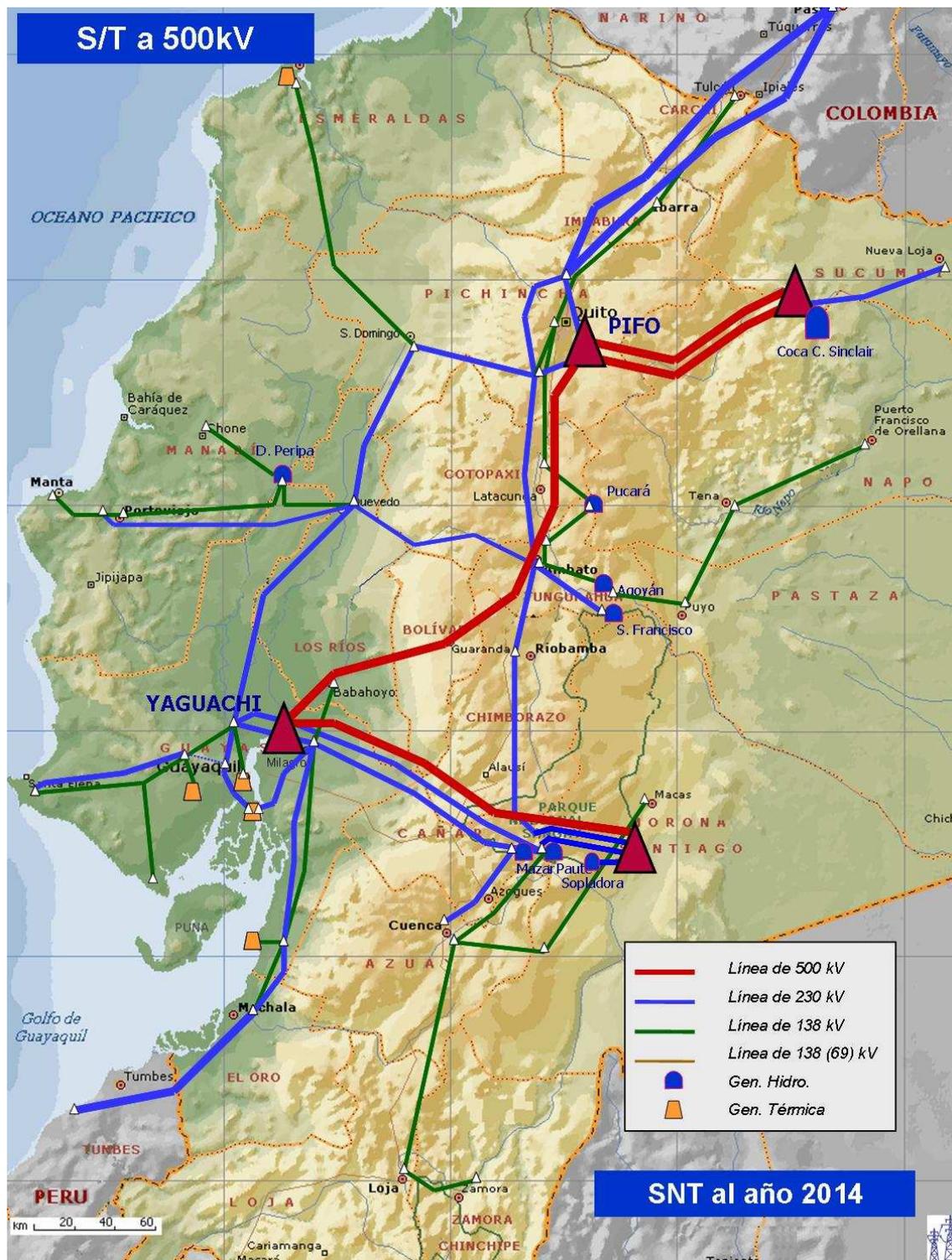
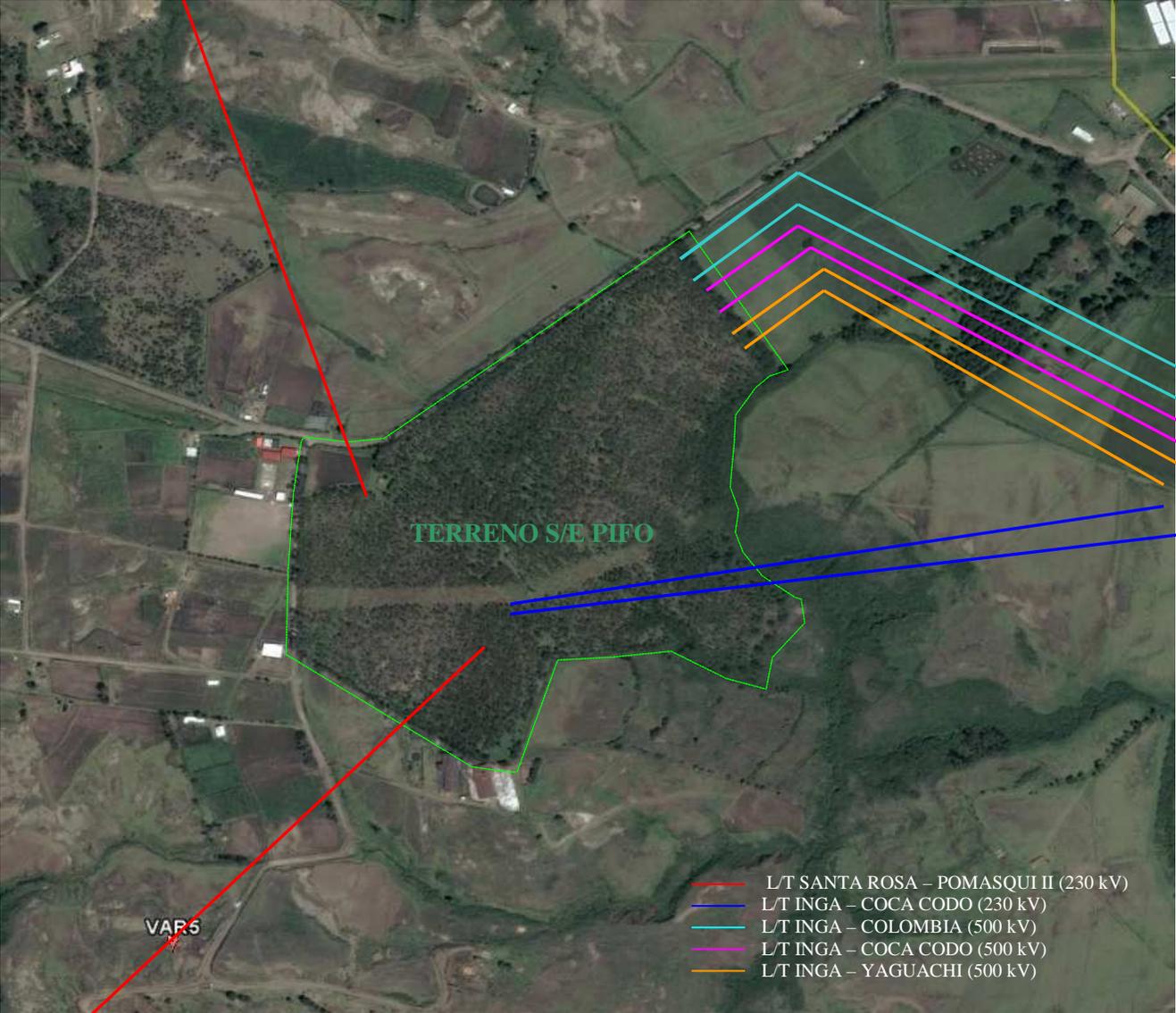


Figura C.1. Sistema de transmisión de 500 Kv [4].

ANEXO D

**“Vista Aérea del Área de la Futura Subestación
Pifo”**



ANEXO E

“Datos de corrientes y potencias de la S/E”

ANEXO E

“Datos de corrientes y potencias de la S/E”

Todos estos valores son proporcionados por el Área de planificación de Transelectric S.A, los cuales son obtenidos por el programa Digsilent, según norma IEC 60909

Parámetros Transformador Tridevanado S/E Pifo

	Potencia Nominal (MVA)	Voltaje Nominal (kV)	Grupo C.
Lado EAV	450	500	YN0
Lado AV	450	230	YN0
Lado BV	150	34,5	D1

Parámetros LT Pifo - Yaguachi 300km

Conductor: 4x750 ACAR

	Secuencia 1,2	Secuencia 0
Resistencia ohm/km	0,0229	0,2956
Reactancia ohm/km	0,3234	1,1025
Suceptancia uS/km	5,1011	3,3581

Flujos en demanda máxima

Pifo - Yaguachi 500 kV			
Sin Contingencia		Con Contingencia	
P (MW)	260,13	P (MW)	282,38
Q (MVAR)	-51,12	Q (MVAR)	-51,09
I (kA)	0,3	I (kA)	0,32

Flujos en demanda mínima

Pifo - Yaguachi 500 kV			
Sin Contingencia		Con Contingencia	
P (MW)	371,1	P (MW)	385,16
Q (MVAR)	-98,32	Q (MVAR)	-97,01
I (kA)	0,44	I (kA)	0,45

Máximas corrientes de falla

Barra 500 kV		Barra 230 kV	
lcc 1 Φ (kA)	9,601	lcc 1 Φ (kA)	20,04
lcc 3 Φ (kA)	9,328	lcc 3 Φ (kA)	16,95

Barra 34,5 kV - Terciario autotransformador 500/230 kV	
lcc 1 Φ (kA)	No aplica
lcc 3 Φ (kA)	

Mínimas corrientes de falla

Barra 500 kV		Barra 230 kV	
lcc 1 Φ (kA)	8,23	lcc 1 Φ (kA)	17,56
lcc 3 Φ (kA)	7,82	lcc 3 Φ (kA)	14,73

Barra 34,5 kV - Terciario autotransformador 500/230 kV	
lcc 1 Φ (kA)	No aplica
lcc 3 Φ (kA)	

Potencia de Corto Circuito

Barra 500 kV	
Scc 1 Φ (MVA)	8078,08
Scc 3 Φ (MVA)	2771,486

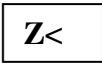
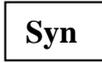
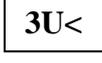
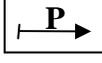
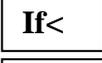
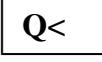
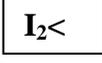
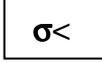
ANEXO F

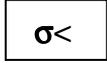
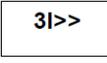
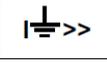
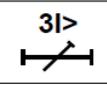
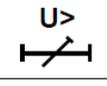
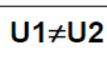
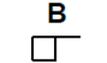
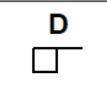
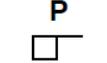
“Simbología según norma ANSI/IEEE e IEC”

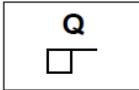
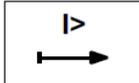
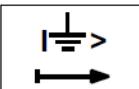
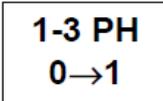
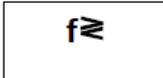
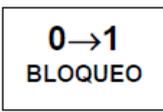
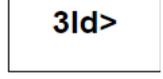
ANEXO F

Simbología Según Norma ANSI/IEEE e IEC [17]

A continuación se presenta la simbología más empleada en el campo de los sistemas de protección de líneas, transformadores, barras y generadores.

Función	ANSI/IEEE	IEC
Protección distancia es un relé que funciona cuando la admitancia, impedancia o reactancia se incrementa o decrece superando límites predeterminados.	21	
Relé de verificación de sincronismo es un dispositivo que opera cuando dos circuitos AC se encuentran dentro de los límites deseados de frecuencia, ángulo de fase y voltaje para permitir la conexión en paralelo de los mismos.	25	
Relé de bajo voltaje es un relé que funciona sobre un valor dado de baja tensión.	27	
Relé direccional de potencia es un dispositivo que funciona sobre un valor deseado de flujo de potencia en una dirección dada	32	
Relé de baja potencia o baja corriente es un relé que funciona cuando el flujo de potencia o corriente decrece por debajo de un valor determinado.	37	 
Relé de campo es un relé que opera ante un valor bajo anormal o por falla en el campo de la máquina, o un exceso en el valor de la reactancia de la corriente de armadura en una máquina AC indicando anomalía en el campo de excitación.	40	 
Relé de corriente de fase inversa o desbalance de fases es un relé que funciona cuando las corrientes están en inversión de fases o desbalanceadas o contienen componentes de secuencia negativa.	46	
Relé de secuencia de fases es un relé que funciona sobre un valor predeterminado de voltaje polifásico en una secuencia de fases deseada.	47	No Definido
Relé térmico de transformador o máquina es un relé que funciona cuando la temperatura de una máquina u otro dispositivo de carga o transformador de potencia o rectificador de potencia excede un valor determinado.	49	

Función	ANSI/IEEE	IEC
Relé de sobret temperatura del aceite	49D	
Relé instantáneo de sobrecorriente es un relé que funciona instantáneamente ante un valor excesivo en la corriente indicando una falla en el aparato o circuito protegido.	50	
Relé instantáneo de sobrecorriente de tierra	50N	
Relé de falla interruptor	51BF	
Relé temporizado de sobrecorriente es un relé con características de tiempo inverso y definido que funciona cuando la corriente en circuitos AC excede un valor determinado.	51	
Relé temporizado de sobrecorriente de tierra	51N	
Interruptor de corriente alterna	52	
Relé de sobretensión es un relé que opera a un tiempo determinado cuando se supera un valor de	59	
Relé de balance de corriente o tensión es un relé que opera sobre una diferencia dada en el voltaje o corriente de entrada o salida de dos circuitos.	60	
Relé de presión es un suiche que opera con el aumento o descenso de la presión o rangos de variación en la misma.	63	
Relé Buchholz: Es un relé que detecta la presencia de gases en el aceite.	63B	
Relé de flujo de aceite: Es un relé que detecta la superación del flujo de aceite en una tubería	63D	
Relé de presión súbita: Es un relé que detecta el incremento súbito de la presión en un tanque.	63P	

Función	ANSI/IEEE	IEC
Dispositivo de alivio de presión: Es un dispositivo mecánico que actúa permitiendo la del tanque supera un valor.	63Q	
Relé de tierra es un relé que funciona ante la falla en el aislamiento de una máquina, transformador u otro aparato a tierra, o por el flameo de una máquina DC a tierra.	64	No Definido
Relé direccional de sobrecorriente de fases	67	
Relé direccional de sobrecorriente de tierra	67N	
Relé de desfasaje o medida de ángulo de fase es un relé que funciona en un ángulo de fase predeterminado entre dos voltajes o entre dos corrientes o entre voltaje y corriente.	78	No Definido
Relé de recierre es un relé que controla el recierre y bloqueo automático de un interruptor AC.	79	
Relé de frecuencia es un relé que funciona sobre un valor determinado de frecuencia (alto/bajo) o por rangos de variación de la misma.	81	
Relé de bloqueo es un dispositivo de bloqueo al cierre, desenergizado manual o eléctricamente, que funciona para apagar o mantener fuera de servicio un equipo bajo la ocurrencia de condiciones anormales que ameriten una revisión.	86	
Relé diferencial es un relé que funciona sobre un porcentaje o ángulo de fase o sobre una diferencia de corrientes o de alguna otra cantidad eléctrica.	87	
Relé de protección diferencial de barras	87B	
Relé de protección diferencial de transformador	87T	

ANEXO G

“Catálogos de productos ABB, referente a los relés numéricos de protección”

Busbar protection IED REB 670

Innovation from ABB



Application flexibility

REB 670 IED (Intelligent Electronic Device) is designed for the protection and monitoring of busbars, T-connections and meshed corners from medium to extra high voltage levels. Due to its extensive I/O capability, REB 670 protects single and double busbars with or without transfer bus, double circuit breaker or one-and-half circuit breaker arrangements. It provides selective, reliable and fast fault clearance for all types of internal phase-to-phase and phase-to-earth faults in solidly earthed or low impedance earthed power systems. It can also handle all internal multi-phase faults in isolated or high-impedance earthed power systems.

REB 670 features complete busbar protection, which in addition to differential protection includes flexible dynamic zone selection (disconnecter replica) integrated in one IED. This enables dynamic CT connections to differential zones, as well as selective busbar and breaker failure tripping, disconnecter and circuit breaker

status supervision. Due to its unique measuring principle, this IED has very low CT requirements compared to other numerical differential protection devices.

In-depth busbar protection knowledge

The REB 670 IED continues ABB's strong track record in busbar protection, starting from analog busbar protection relays INX2/S, RA13S, REB 101/103. So far, these relays have been successfully installed for over 40 years. ABB also has more than 10 years of experience of numerical busbar protection based on REB500 and REB 521. All these devices have shown an impressive track record with no false operation due to incorrect IED functioning. Today, more than 20 000 zones equipped with ABB busbar protection are in service throughout the world.

ABB

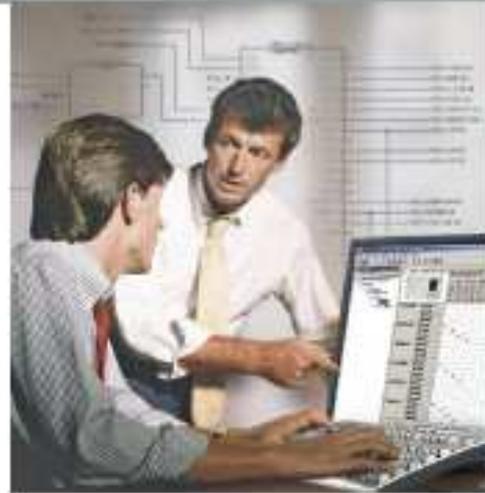
State-of-the-art protection – for your **equipment** and your **people**

Always correct behavior

IEE 670 is **fast and stable simultaneously** – such a unique combination is essential for effective busbar protection. This IED features **extremely short operate time**, typically 12 ms, for most internal faults, regardless of the number of connected feeders. At the same time, it **maintains complete stability for external faults**, even when heavy CT saturation occurs. It also has very low CT requirements compared to other numerical differential protection devices due to its unique measuring principle, which allows the sharing of CT circuits with other protection relays and thus saves costs. The low CT requirements guarantee stability and correct operation as long as the CT is not saturated for at least two milliseconds during each power system cycle. Furthermore, the IEE 670 provides **superior sensitivity to internal faults**, thus protecting your power system objects from extensive damage and long repair times. Additionally, it effectively recognizes and **operates correctly for all types of evolving faults**.

Optimized performance

The IEE 670 IED features multiple algorithms in a single device. It features **two differential protection functions**: one basic and one with a sensitive operational level. The latter is able to detect internal busbar earth faults in low impedance earthed power systems, where a neutral point reactor or resistor limits the earth-fault current typically from 300A to 2000A. In addition, you can utilize the sensitive operation level when energizing the bus via long line, since this requires high sensitivity from busbar differential protection.



The innovative and fast measuring algorithm **detects and blocks incorrect operation during open CT circuits**. The supervision of open CTs of the IED allows you to design reset logic for the automatic re-start of the IED when the CT is re-connected. This supervision functionality can also generate alarms and trigger the disturbance recorder.

The integrated overall check zone feature can be used in double busbar stations to secure stability of the busbar differential protection in cases where status indication of a busbar disconnector is entirely wrong in any of the feeder bays.

IEE 670 integrates zone selection functionality into a single IED and therefore no external equipment for CT switching and busbar protection trip existing is needed. The flexible zone selection allows **automatic linking of CTs to the actual differential protection zones** at any time.

IEE 670 provides **maximum safety for your substation personnel** in a fault situation. It also allows you to easily take a bay out of service for maintenance, and yet keep the busbar protection in operation during the maintenance period. You can disconnect the bay via the IED HMI or a selector switch. To sum up, IEE 670 is **the most reliable solution** for protecting the most precious assets of your power system: the most essential objects and your people.

Easy to handle

The IEE 670 IEDs are delivered **pre-configured, type tested and with default parameters** for easy handling of products – from ordering, engineering and commissioning to reliable operation. These IEDs are equipped with complete functionality adapted for three different configuration alternatives in three- and one-phase variants.





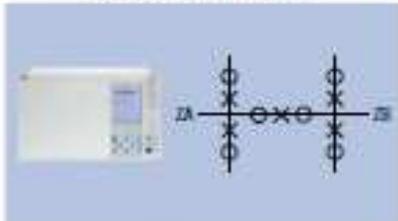
They can be applied for differential protection of busbar sections from four up to 24 CT inputs. All variants have two low-impedance differential protection zones and check-zones. You can use the graphical configuration tool Protection and Control IED Manager PCM 600 to easily and

intuitively adapt the pre-configured REB 670 IEDs to your specific busbar arrangement.

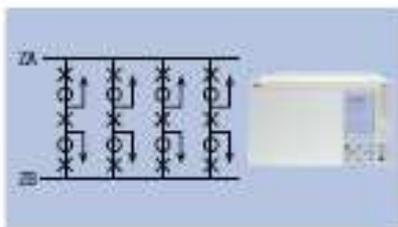
The integrated large HMI provides a quick overview of the magnitude and phase angle of all individual bay currents. It also presents the magnitude of differential and total through-load currents, bay CT connections towards two differential zones and check-zones. You can also access information about the actual status of primary switchgear objects, as well as trip signals and open CT indications. All this facilitates fast and efficient commissioning and consequently correct behavior of the busbar protection.



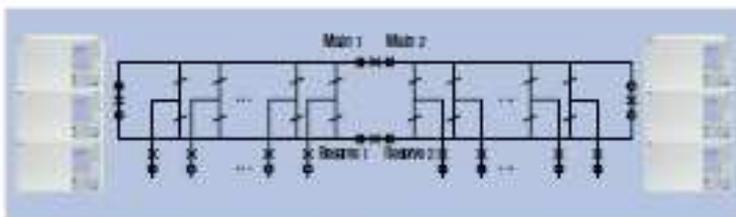
Application examples



H-type station.



12-bay breaker stations.



Double busbar - single breaker station with two bus-coupler CTs and two bus-section CTs.

Cost-efficient extensions

You can easily integrate extension bays into your existing REB 670 IED. The station extensions can be done bay-by-bay without any software or hardware modifications within the protection IED. For instance, if you have a nine-bay station you can, by ordering a 12-bay variant, have everything included and prepared for all 12 bays. Thus, when extending your substation, all you need to do is to connect the wiring for the new bays and enable relevant functionality in the REB 670 IED.



Make a major leap in grid reliability:

INVEST IN DEEP BUSBAR PROTECTION KNOWLEDGE

- REB 670 operates correctly for all types faults
- REB 670 provides maximum safety for your substation personnel
- REB 670 enables significant savings in configuration, setting, erection, commissioning and maintenance costs as well as in space requirements



Save space and money

REB 670 provides complementary integrated functionality in a single device. The integrated breaker failure protection for all breakers in any type of station layout allows easy implementation of complete back-up protection.

Furthermore, overcurrent protection provides back-up protection for feeders. This function can also be applied for **end-fault protection**, i.e. detecting short-circuits between the feeder circuit breaker and feeder CT when the circuit breaker is open. This functionality together with the communication capabilities of REB 670 allows for the sending of a fast reclosure trip signal to the remote end, thus preventing a trip from the busbar differential protection function.

The **auto-closing** function provides high-speed and delayed three-pole auto-closing. This function can be used for delayed busbar restoration after busbar protection operation.

Fast and efficient system integration

REB 670 IEDs are more than just devices. They utilize ABB's unique connectivity package concept, which simplifies system engineering and reduces the risk of errors in system integration. This package contains a complete description of the specific IED, consisting of data signals, parameters, addresses and IED documentation.

The signal data is configured automatically based on the information provided by the connectivity package to efficiently integrate the IEDs into ABB's MicroSCADA Pro automation system.

ABB

ABB Power Technologies AB
Substation Automation Products
SE-721 59 Västerås, Sweden
Tel. +46 21 342 000
Fax +46 21 32 42 23

www.abb.com/substationautomation

REB 670 Technology summary:

Features

- Fully IEC 61850 compliant
- Monitoring and protection integrated in one IED
- Extensive self-supervision including analog channels
- Six independent parameter setting groups
- Signal matrix for easy configuration of binary and analog signals
- Ethernet interface for fast and easy communication with PC
- Built-in HMI for easy on-line visualization of bay to zone connections and primary switchgear object status
- Pre-configured and type tested solutions including default settings for:
 - Single busbar, one-and-a-half breaker and double breaker arrangements
 - Double busbar single breaker arrangements

Most important protection features

- Two busbar differential protection zones
 - Sensitive differential protection level
 - Automatic detection and selective busbar protection blocking for mistakes in CT secondary circuits
 - Extremely fast operation
 - Full stability for all external faults
 - Correct operation for all types of evolving faults
- Overall check zone
- Integrated, software driven zone selection (i.e. disconnector replica)
- Breaker failure protection
- Selective tripping for busbar and feeder failure protection
- Three-step, non-directional, phase overcurrent protection with definite and inverse time characteristics
- Auto-closing function for busbar restoration after IED operation
- Configurable logic blocks
- Supervision principle with additional auxiliary CTs

Monitoring

- Disturbance recorder
 - 100 disturbances
 - 40 analog channels, 30 physical and 10 derived
 - 96 binary channels

- Event list with 1000 events
- Disturbance report
- Event and trip value recorder
- Event counters
- Supervision of AC and mA input quantities
- Small and large HMI
- LED indications with 6 red and 9 yellow LEDs

Measurements

- Currents in all bays, differential currents, busbar through-going currents
- Accuracy of AC input quantities, class 1.0 or 0.5

Motoring

- Pulse counting support for energy motoring

Communication

- IEC 61850-9-1 including GOOSE messaging
- IEC 60870-5-101
- IEC 60870-5-103
- IEC 60870-5-203
- Remote end communication for transfer of up to 192 binary signals

Setting, configuration and disturbance handling

- Protection and Control IED Manager (PCM 600)

Hardware

- 1/1 x 19" or 1/2 x 19" case
- Power supply module from 24 to 250 V DC ± 20%
- Up to 11 I/O modules in 1/1 x 19" case
- Binary input module with 16 inputs
- Binary output module with 24 outputs
- Binary input/output module with 8 inputs and 12 outputs
- GPS time synchronization module
- Remote end data communication modules for C37.94 and C.703
- Test switch module

Technical details are available in the REB 670 Buyer's Guide.



Busbar differential protection IED REB 670

Buyer's Guide

Pre-configured
1MRK 505 182-BEN
Product version: 1.1
Revision: A
Issued: November 2007
Data subject to change without notice

Page 1



Features

- IED for differential protection of busbars, meshed corners and T-protection
- Three-phase version of the IED with two low-impedance differential protection zones and four or eight three-phase CT inputs
- One-phase version of the IED with two low-impedance differential protection zones and twelve or twenty-four CT inputs. Three IEDs per protection scheme are usually required, one for each phase
- Three configuration alternatives are available – ready to connect
- A protection, control, and monitoring IED with extensive functional library and configuration possibilities and expandable hardware design to meet specific user requirements
- Two low-impedance differential protection zones with:
 - High speed tripping for internal faults. Typical operating time 12 ms
 - Complete stability for through faults, with heavy CT saturation, and a maximum remanence in the CT core at auto-reclosing
 - Low CT requirement, only 2 milliseconds to saturation needed for correct operation
 - Intelligent detection for open or shorted CT secondary circuits and configurable blocking of differential protection zone
 - Different CT ratios can be easily adjusted via built-in HMI or from PC with the software tool PCM 600
 - Sensitive differential protection stage for power systems with limited earth-fault current
- Software driven dynamic Zone Selection (i.e. busbar replica) ensures:
 - Neither CT secondary switching nor Auxiliary current transformers are required
 - Easy adaptation to different substation layouts such as: single or double bus (with transfer bus), one-and-half or double breaker, etc.
- Simple adaptation to buses with only one set of CTs in the bus-section or bus-coupler bays
- Selective tripping i.e. routing of busbar differential protection trip commands to all circuit breakers connected to the faulty zone
- Marshaling of integrated or external breaker failure protection backup-trip commands to all surrounding circuit breakers
- Merging of the two differential zones when required (i.e. during load transfer in double busbar stations)
- Disconnect and/or circuit breaker status supervision
- Integrated overall check zone independent from any disconnect position is included for increased security for complex station layouts
- Breaker failure protection is available for every CT input. Main features of integrated breaker failure functions are:
 - Operation mode settable as current based, breaker contact based or combination of the two
 - Single- or three-phase initiation
 - Re-trip facility to the faulty feeder breaker with or without current check
- Non-directional, inverse or definite time delayed overcurrent protection with four steps is optionally available for every CT input. It can be used as:
 - End-fault or blind-spot protection
 - Main or back-up protection for the feeder or bus-tie bays
- Data communication modules for station bus IEC 61850-8-1
- Data communication modules for station bus IEC 60870-5-103, TCP/IP or EIA-485 DNP 3.0, LON and SPA
- Programmable logic gates as AND, OR, INV, Timers etc. are available for customized solutions
- On screen display of all measured bay currents and all calculated differential currents

Transformer protection IED RET 670

Innovation from ABB



Extensive application opportunities

RET 670 provides fast and selective protection, monitoring and control for all types of transformers, such as two and three-winding transformers, auto-transformers, phase shifting transformers, shunt reactors including switching control, step-up transformers in power stations and special railway transformers. With up to six three phase restraint current inputs into differential protection, multi-breaker substation arrangements on any two sides is permitted. The advanced

communication capabilities allow you to integrate this IED into your substation automation system or use it as a stand-alone multifunction unit.

RET 670 can be equipped with advanced voltage control functionality for single and up to eight parallel transformers in any combination of parallel groups.

ABB

For reliable **protection** and **control** of all types of **power transformers and reactors**

The RET 670 IEDs provide you with a future-proof concept based on wide application flexibility, which makes these IEDs an excellent choice for both new and retrofit installations. The integration of the main protection and a wide range of back-up protection functions within these IEDs improve your power system's performance. It also reduces engineering, installation time and space, and spare parts requirements. Furthermore, you can protect and control several objects with a single RET 670 IED. In all, RET 670 increase both the reliability and profitability of your entire power system.

Ready to use IEDs

The RET 670 IEDs are delivered pre-configured, type tested and with default parameters for easy handling of projects – from ordering, engineering and commissioning to reliable operation. The IEDs are equipped with complete functionality adapted for two winding, single and multi-breaker as well as three winding, single and multi-breaker arrangements. Additionally, the pre-configured packages, which are specifically designed for voltage control of all transformers in a substation, minimize the engineering since all the needed functionality is integrated in a single IED. If needed, they can be easily adapted to meet the specific requirements of your power system.

Unrivalled sensitivity and speed

The extremely fast differential protection with automatic ratio matching, vector group compensation and tap-changer position reading make RET 670 an ideal solution even in the most demanding applications. RET 670 offers the best possible coverage for power transformer winding turn-to-turn faults, including low-level internal faults. It places low requirements on the main CTs and no interposing CTs are needed.



The low impedance restricted earth-fault function for all directly or low impedance earthed windings provides excellent stability for through faults. Having individual protection for each winding without the need for harmonics stabilization ensures high sensitivity and fast tripping. The additional directional zero sequence current criterion of this function increases security.

Intelligent protection investment

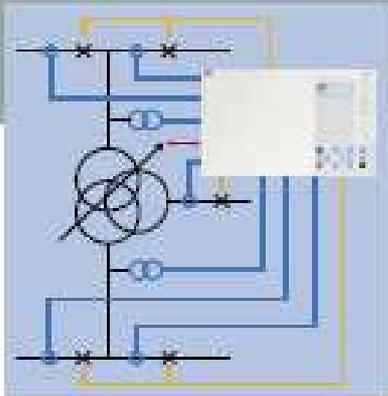
RET 670 features four-zone full-scheme distance protection for phase-to-phase and phase-to-earth faults. This enables you to protect and control both the transformer and a line with one single IED. The distance protection function can also be used as back-up protection for faults within the transformer. The integrated power swing detection function prevents unwanted trips during power system disturbances.

Non-directional, directional and/or overcurrent functions provide the necessary back-up protection. This, together with fast and sensitive restricted earth-fault protection of stabilized low impedance types, with sensitivity down to 1% of the total number of turns, ensures comprehensive protection for your power transformers.

The advanced logic capabilities and a multipurpose protection function allow you to design special applications, such as automatic operation of disconnectors and load transfer logic for a double busbar. The logic can be easily generated, tested and commissioned with the help of the graphical tool.



Application example



RET 670 ensures enhanced through-fault stability for multi-breaker arrangements

Versatile overcurrent and thermal overload functions provide additional back-up protection. Breaker failure protection allows high speed back-up tripping of surrounding breakers and re-tripping of the own breaker, for instance, to avoid operational mistakes during testing.

Advanced voltage control

The RET 670 IED can be equipped with advanced voltage control functionality for single and up to eight parallel transformers in any combination of parallel groups. Tap changer control functions include line drop compensation and a load shedding function based on voltage reduction. Tap changer position monitoring with mA- or ICD-signals enables supervision of the correct tap changer operation.

For parallel transformers, RET 670 utilizes the minimum circulating current principle, which ensures the correct split of reactive power flow between each transformer in accordance with its rating. Using the average measured voltage between the RET 670 units within each group of transformers ensures the correct tap changer control. This also allows easy and efficient supervision of VTs. Alternatively the master-follower principle can be used for transformers with similar characteristics. Automatic control for a hot-stand-by transformer can also be included.

The right information for the right action

RET 670 features also functions for local and remote apparatus control on all sides of the transformer. Secure bay- and station-wide interlocking allows you to avoid dangerous or damaging switchgear operations and to ensure personnel safety.

The large HMI allows for local control and instant access of important data, such as settings, events and disturbance information. You can locally control and visualize up to 30 primary apparatuses with one RET 670 IED. The HMI provides you with a quick overview of the status of the substation with position indications and service values. You can easily configure the graphical display to correspond to your substation using a library of symbols.

The two-position versatile switch and the 32-position selector switch functions enable you to easily manage switching operations via an icon on the IED HMI. The versatile switch function allows you to directly change, for instance, a voltage control function from manual to automatic mode without changing the configuration. The function also presents an indication of the selected position.

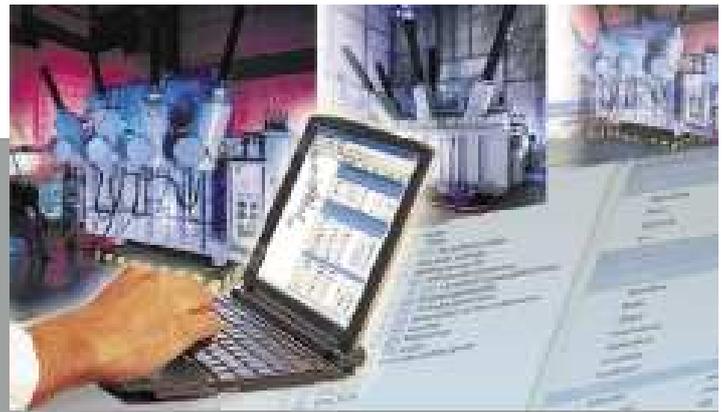
The selector switch replaces an external mechanical selector switch and allows you to directly select the position you desire. In addition to the IED HMI, these switch functions can be operated from a remote system.

The RET 670 is designed to operate correctly over a wide frequency range in order to accommodate power system frequency variations during disturbances and generator start-up and shut-down. The built-in disturbance and event record-

ers provide you with valuable data for post-fault analysis and corrective actions to increase the security of your power system.

Optimized utilization of transformers

The monitoring functionality of the RET 670 provides important information about the state of the transformers to an operator. The RET 670 IED receives information about the transformer temperature and issues an alarm, trips the event and trips if needed.



INCREASE GRID RELIABILITY - INVEST IN COMPLETE PROTECTION OF YOUR ASSETS

- One RET 670 IED fits all power system elements that require unit protection
- RET 670 increases productivity and quality from design to operation and maintenance of your installation
- RET 670 is optimized for each application with maximum reliability and a short operate time
- Integration of protection and control functionality in one IED enables cost efficient solutions
- Local HMI provides full status information at any time during operation
- Future proof concept that helps you to be competitive today and in the future



This gives the operator time to disconnect the transformer in case of an overload during network emergency conditions. Early actions prevent forced ageing and prolong the transformer lifetime. The information about temperature can also be used to control the cooling system of the transformer.

Fast and efficient system integration
RET 670 is designed for IEC 61850, implementing all aspects of this standard, thus ensuring open, future-proof and flexible system architectures, with state-of-the-art performance.

RET 670 IEDs are more than just devices. They utilize ABB's unique connectivity package concept, which simplifies the system engineering and reduces the risks of errors in system integration. A connectivity package contains a complete description of the specific IED, consisting of data signals, parameters, addresses and IED documentation.

The signal data is configured automatically based on the information provided by the connectivity package to efficiently integrate the IEDs in ABB's MİKROKADDA Pro automation system.

ABB

ABB AB
Substation Automation Products
SE-721 69 Västerås, Sweden
Tel. +46 21 342 000
Fax +46 21 32 42 23

www.abb.com/substationautomation

RET 670 Technology summary:

Features

- Fully IEC 61850 compliant
- Control, monitoring and protection integrated in one IED
- Extensive self-supervision including analog channels
- Six independent parameter setting groups
- Signal matrix for easy configuration of binary and analog signals
- Ethernet interface for fast and easy communication with PC
- Large HMI for visualization of single-line diagrams
- User management and authority handling

Pre-configured solutions

- Pre-configured and type tested solutions including default settings for:
 - Two winding transformer in single-breaker arrangements
 - Two winding transformer in multi-breaker arrangements
 - Three winding transformer in single-breaker arrangements
 - Three winding transformer in multi-breaker arrangements
 - Voltage control for up to two/four parallel transformers
 - Back-up protection for transformers and shunt reactors

Most important protection functions:

- Transformer differential protection
 - Percentage time restraint
 - Waveform and second harmonic restraint for transformer inrush
 - 5th harmonic restraint for misconnection
 - Automatic CT ratio matching and vector group compensation
 - High sensitivity for inrush faults
- High impedance differential protection
- Restricted earth fault protection
 - Extremely fast operation
 - High and low impedance based
- Back-up distance protection
 - Full scheme distance protection with quadrilateral, Mho- or screen compensation characteristic for up to four zones, and with load encroachment
- Current
 - Instantaneous phase- and residual overcurrent protection
 - Four-step phase- and residual directional/non-directional measurement protection with definite and inverse time characteristics
 - Sensible directional earth-fault protection
 - Breaker conductor
 - Thermal overload protection
 - Breaker failure protection
 - Pole displacement protection
- Voltage
 - Two-step phase- and residual overvoltage protection with definite and inverse time characteristics
 - Two-step undervoltage protection with definite and inverse time characteristics
 - Overvoltage protection
 - Loss of voltage
- Secondary system supervision
 - Fuse failure supervision
 - Current circuit supervision
- Frequency functions
 - Over- and under-frequency protection
 - Rate-of-change frequency protection
- Multipurpose function
 - General current and voltage protection

Control functions

- Automatic voltage control for a single transformer

- Automatic voltage control for up to four/single parallel transformers based on the minimum circulating current principle or master-follower principle
- Apparatus control for up to 30 apparatus
- Easy to use interlocking modules for different switchgear arrangements
- Several alternatives for reservation functionality
- Synchronizing, synchron-check and accepting check
- Movable switch with two positions
- Selector switch with up to 32 positions

Logic

- Latching logic
- Trip matrix logic
- Configurable logic blocks

Monitoring

- Disturbance recorder
 - 100 disturbances
 - 40 Analog channels (30 physical and 10 derived)
 - 96 Binary channels
- Event list for 1000 events
- Disturbance report
- Event and trip-value recording
- Fault locator
- Event counters
- Supervision of AC and mA input quantities
- Small and large HMI
- LED indications with 8 red and 9 yellow LEDs

Measurements

- U, I, P, Q, S, f, and cosφ
- AC input quantities with accuracy better than 0.5%
- Inputs for mA measuring

Metering

- Energy metering function for energy statistics
- Pulse counting support for energy metering

Communication

- IEC 61850 GSE including GOOSE messaging
- IEC 60770-3-10[1]
- DNP 3.0 slave protocol
- IEC 60870-6-70[2]
- SBA
- Remote end communication for transfer of D2 binary signals

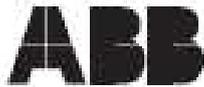
Setting, configuration and disturbance handling

- Protection and Control IED Manager PCM 600

Hardware

- 1/1 x 19", 3/1 x 19" or 5/1 x 19" case selected according to the number of required I/O modules
- Power supply modules from 24 to 250 V DC ± 20%
- Up to 14 I/O modules in 1/1 x 19" case
- Binary input module with 16 inputs
- Binary output module with 24 outputs
- Basic binary output module with 12 outputs (6 static)
- Binary input/output module with 8 inputs and 12 outputs
- mA input module with 6 transducer channels
- Accurate time synchronization through GPS module or IRIG-B module
- Remote end data communication modules for G77.04 and G77.04G.7000
- Test switch module

Technical details are available in the RET 670 Buyer's Guide.



Transformer protection IED RET 670

Buyer's Guide

Customized
1MRK 504 000-BEN
Product version: 1.1
Revision: A
Issued: November 2007
Data subject to change without notice

Page 1



Features

- + A protection, control, and monitoring IED with extensive functional library and configuration possibilities and expandable hardware design to meet specific user requirements
- + For power transformers, autotransformers, shunt reactors, T-protection, generator transformer blocks, phase shifting transformers and small busbar systems
- + For two- and three-winding transformers with up to six stabilized inputs
- + For multi- or single-breaker arrangements
- + Transformer differential protection with:
 - Percentage bias restraint for through faults
 - Waveform and Second harmonic restraint for transformer inrush
 - Fifth harmonic restraint for overexcitation
 - High sensitivity for interturn faults
- + Restricted earth fault protection for all direct or low impedance earthed windings
 - Extremely fast operation
 - High sensitivity
 - High and low impedance based
- + Full scheme phase-to-phase and phase-to-earth distance protection with up to five zones
 - Alternative choice of quadrilateral function, quadrilateral function or min function
 - Sensitive directional earth fault function for high ohmic earthed system
 - Load encroachment feature
- + Power swing detection including additional logic
- + Directional power protection
 - Reverse-, low forward-, active-, reactive power protection
 - Phase angle compensation
 - Two steps (alarm/trip)
- + Instantaneous high speed short circuit function with low transient overreach
- + Directional overcurrent protection with four steps for each winding
 - Each step can be inverse or definite time delayed
 - Each step can be directional or non-directional
- + Instantaneous high speed earth fault function with low transient overreach
- + Four step directional and/or non-directional phase overcurrent protection
 - Voltage, current or dual polarized
 - Each step can be inverse or definite time delayed
 - Each step can be directional or non-directional
 - Each step can be blocked on second harmonic component
- + Synchronizing, synchrocheck and dead-line check function for single- or multi-breaker arrangements:
 - Selectable energizing direction
 - Two functions with built-in voltage selection
 - For automatic and manual synchronizing and synchrocheck with different settings
 - Synchronizing of asynchronous networks with settable breaker closing time
- + Selectable additional software functions such as breaker failure protection for each breaker, voltage protection, overexcitation protection, control and monitoring
- + Sudden pressure relief/Buchholz, temperature devices etc. through binary inputs stabilized against capacitive discharges
- + Data communication modules for station bus IEC 61850-8-1

Line distance protection IED REL 670



Extensive application opportunities

The REL 670 IED (Intelligent Electronic Device) is designed for protection, monitoring and control of overhead lines and cables. It provides extensive functionality with diverse application opportunities, as well as expandable hardware to meet your specific requirements. The powerful IED provides distance protection for a complete double circuit, parallel operating line.

REL 670 features full scheme distance protection with independent phase selection, power swing detection and a wide range of scheme communication logics. The five zone distance protection for phase to phase and phase to earth faults enables you to protect and control several objects, for instance a line and a transformer with a single IED. As a result, this IED increases both the reliability and profitability of your entire power system.

ABB

For maximum reliability of your power system

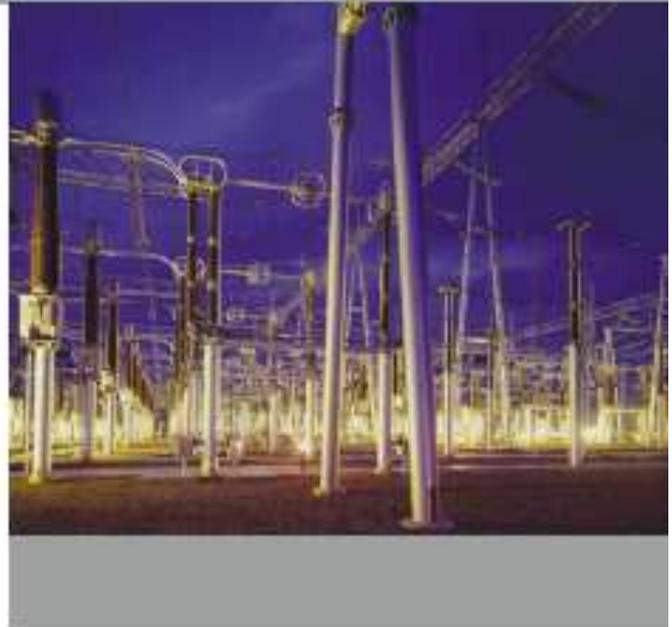
Ready to use IEDs

The REL 670 IEDs are delivered *pre-configured, type tested and with default parameters for easy handling of products* – from ordering, engineering and commissioning to reliable operation. These IEDs are equipped with complete functionality adapted for four different configuration alternatives: single pole breaker or multi-breaker arrangements with single or three phase tripping. If needed, they can be easily adapted to meet your power system's specific requirements.

Extensive protection for lines and cables

REL 670 provides protection of power lines with high sensitivity and low requirements for remote end communication. Measurements and setting of all five zones with six setting groups are realized completely independently to ensure high reliability for all types of lines, including series compensated lines. The REL 670 distance protection is further enhanced with load encroachment, which increases the ability to detect high resistive faults on heavily loaded lines.

You can also increase the functionality of your REL 670 IEDs with optional back-up and multipurpose protection functions. A high impedance differential function provides protection for tee feeders in a multi-breaker arrangement based on the measurements from the feeders. Furthermore, an integrated power swing detection function prevents unwanted



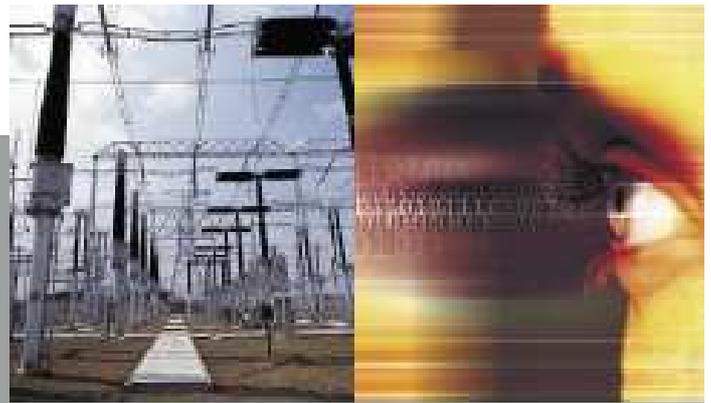
operation during power system oscillations caused by disconnection of heavy loads or tripping of large generators.

Versatile overcurrent and thermal overload functions provide additional back-up protection. **Breaker failure protection allows high speed back-up tripping of surrounding breakers and re-tripping of the own breaker**, for instance, to avoid operational mistakes during testing. The distance and earth fault protection functions can communicate with the remote end in any communications scheme.

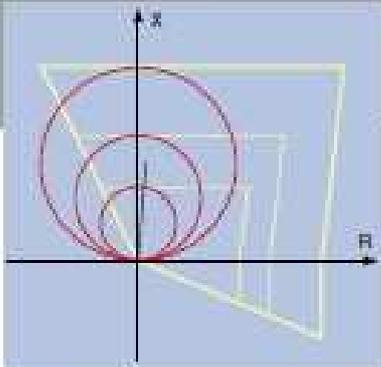
Integrated protection and control

REL 670 is designed for IEC 61850, implementing all the aspects of this standard and thus ensuring open, future-proof and flexible system architectures, with state-of-the-art performance. It features extensive functionality and expandable I/O. As a result, you can benefit from applications with multiple algorithms and comprehensive bay control functionality, including synchronizing, synchro-check, deadline detection and auto-reclosing.

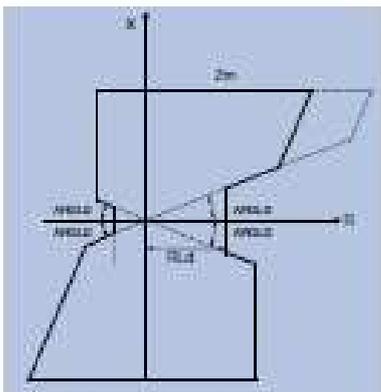




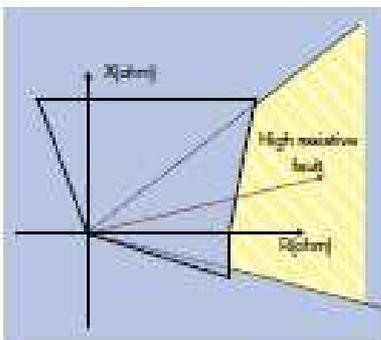
Application examples



REL 670 provides distance protection with quadrilateral or Mho-characteristics.



The load encroachment function allows REL 670 IEDs to efficiently detect high resistance faults without interference with the load impedances.



Optional phase segregated high resistance function ensures single pole operation for all faults.

The advanced interlocking functionality of REL 670 allows you to avoid dangerous or damaging switch-gear operations and to ensure personal safety. REL 670 performs secure bay- and station-wide interlocking using an easy-to-use reservation functionality. This prevents simultaneous operation of disconnectors and earthing switches and ensures that the interlocking information is correct at the time of operation. The control is based on the select before operate principle to assure secure operation and to avoid human mistakes.

The integrated HMI of REL 670 allows secure and quick local control for stand-alone applications and provides back-up control for substation automation systems. It also enables instant access to important data, such as settings, events and disturbance information. You can easily configure the graphical display to correspond to your substation using a library of symbols.

The two-position versatile switch and the 53-position selector switch functions enable you to easily manage switching operators via an icon on the IED HMI. The versatile switch function allows you to directly change, for instance, the autorecloser function from on to off or vice versa without changing the configuration. The function also presents an indication of the selected position.

The selector switch replaces an external mechanical selector switch and allows you to directly select the position you desire, for instance, to change the autorecloser mode between 1-pole, 3-pole or 1-&3-pole modes. In addition to the IED



HMI, these switch functions can be operated from a remote system.

The REL 670 IEDs provide you with a future-proof concept based on wide application flexibility, which makes these IEDs an excellent choice for both new and retrofit installations.



INCREASE GRID RELIABILITY - INVEST IN AN ALL IN ONE SOLUTION

- REL 670 provides efficient substation automation solutions in terms of performance and redundancy for any high voltage application
- REL 670 provides solutions for integrated protection, control and monitoring
- REL 670 provides improved availability through efficient information management
- REL 670 enables significant savings in configuration, setting, erection, commissioning and maintenance cost as well as in space requirements



Fast and efficient system integration

REL 670 IEDs are more than just devices. They utilize ABB's unique connectivity package concept, which simplifies the system engineering and reduces the risks of errors in system integration. A connectivity package contains a complete description of the specific IED, consisting of data signals, parameters, addresses and IED documentation.

The signal data is configured automatically based on the information provided by the connectivity package to efficiently integrate the IEDs in ABB's MicroSCADA Pro automation system.

ABB

ABB AB
Substation Automation Products
SE-721 59 Västerås, Sweden
Tel. +46 21 342 000
Fax +46 21 32 42 23

www.abb.com/substationautomation

REL 670 Technology summary:

Features

- Fully IEC 61850 compliant
- Control, monitoring and protection integrated in one IED
- Extensive self-supervision including analog channels
- Six independent parameter setting groups
- Large HMI for visualization of single line diagrams
- Efficient interface for hot and copy communications with IEC
- Signal matrix for easy configuration of binary and analog signals
- User management and authority handling

Pre-configured solutions

- Pre-configured and type-tested solutions including default settings for:
 - Single breaker with selective single or three phase tripping
 - Multi-breaker with selective single or three phase tripping
 - TV circuit breaker arrangements with selective single or three phase tripping
 - Sub-transmission non-directly earthed systems (single breaker)

Most important protection functions

- Distance protection
 - 5 zone full-scheme high-speed line distance protection with quadrilateral, Mho- or series compensation characteristics, and with scheme communication logic and load encroachment discrimination
 - Selective phase selection and automatic switch on to fault logic
 - Current reversal and weak end infeed logic
 - Power swing detection and blocking
 - Phase protection logic
 - Pole slip protection
- High impedance differential protection for two breakers
- Current
 - Instantaneous phase- and residual overcurrent protection
 - Four step phase- and residual directional overcurrent protection with definite and inverse time characteristics
 - Directional residual overcurrent protection with scheme communication logic
 - Sensitive directional earth-fault protection
 - Breaker reclosure
 - Thermal overload protection
 - Breaker failure protection
 - Fault protection
 - Pole displacement protection
- Voltage
 - Two step phase- and residual overvoltage protection with definite and inverse time characteristics
 - Two step undervoltage protection with definite and inverse time characteristics
 - Loss of voltage
- Power system supervision
 - Loss of voltage check configured based on undervoltage protection
 - Dead line detection included in bus failure supervision and switch on to fault logic
- Secondary system supervision
 - Bus failure supervision
 - Current ratio supervision
- Frequency functions
 - Over- and under frequency protection
 - Rate-of-change frequency protection
- Multipurpose function
 - General current and voltage protection

Logic

- Tripping logic
- Trip matrix logic
- Configurable logic blocks

Monitoring

- Disturbance recorder
 - 100 disturbances
 - 40 Analog channels (3 physical and 30 derived)
 - 96 Binary channels
- Event list for 1000 events
- Disturbance report
- Event and trip value recording
- Fault locator
- Event counters
- Supervision of AC and mA input quantities
- LED indicators with 6 red and 9 yellow LEDs

Measuring

- U, I, P, Q, A, f, and $\cos\phi$
- AC input quantities with accuracy better than 0.5%
- Inputs for mA measuring
- Energy measuring function for energy statistics
- Pulse counting input for energy measuring

Control functions

- Apparatus control for 8 or 13 apparatus
- Ready to use interlocking modules for different switchgear arrangements
- Several alternatives for restoration functionality
- Synchronizing, watch-dog and emergency check
- Auto-recloser
- Versatile switch with two positions
- Solenoid switch with up to 32 positions

Communication

- IEC 61850-3 including GOOSE messaging
- IEC 60870-5-101
- DNP 3.0 slave protocol
- IECN
- SFA
- Remote and communication for transfer of 192 binary signals

Setting, configuration and disturbance handling

- Protection and Control IED Manager (PCIM)

Hardware

- 1/1 x 19", 3/4 x 19" or 1/2 x 19" case selected according to the number of required I/O modules
- Power supply modules from 24 to 280 V DC \pm 20%
- Up to 14 I/O modules in 1/1 x 19" case
- Binary input module with 16 inputs
- Binary output module with 24 outputs
- Semi-binary output module with 12 outputs (6 state)
- Binary input/output module with 8 inputs and 12 outputs
- mA input module with 6 transducer channels
- Accurate time synchronization through GPS module or IRIG-B module
- Remote and data communication modules for G37.94, X21 and G703-G703C1
- Test switch module

Technical details are available in the REL 670 Buyer's Guide.



Line distance protection IED REL 670

Buyer's Guide

Customized
1MRK 506 270-BEN
Product version: 1.1
Revision: A
Issued: November 2007
Data subject to change without notice

Page 1

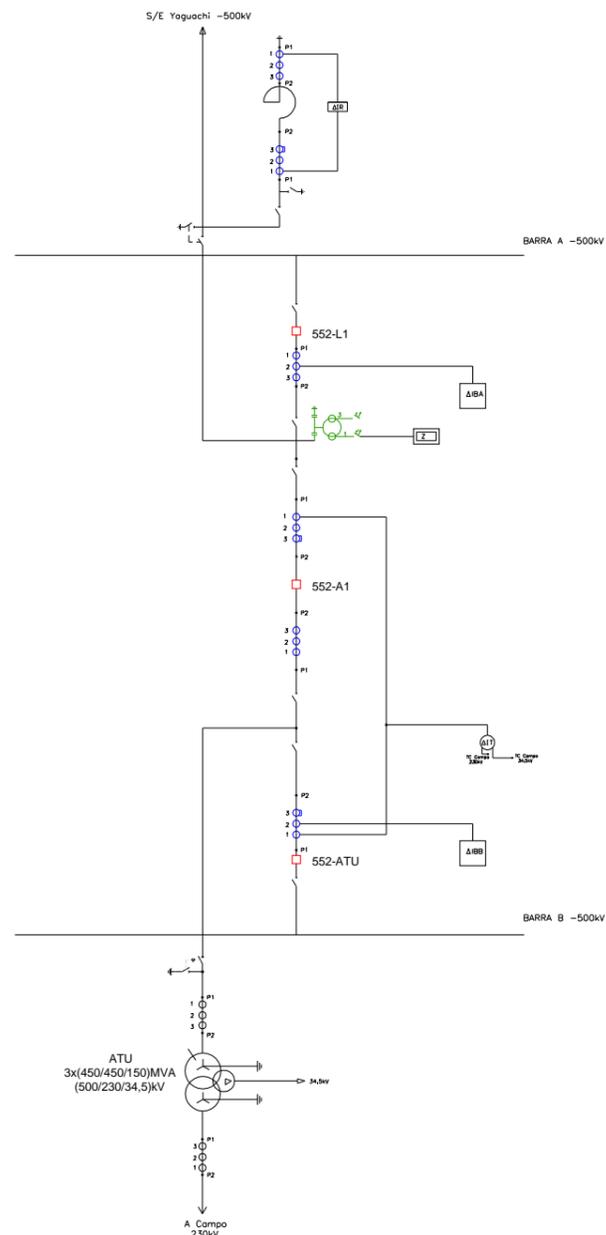


Features

- A protection, control, and monitoring IED with extensive functional library and configuration possibilities and expandable hardware design to meet specific user requirements
- For overhead lines and cables
- For single and/or three phase tripping
- High impedance differential protection for tee-feeders
- Full scheme phase-to-phase and phase-to-earth distance protection with up to five zones:
 - Alternative choice of series compensated/advanced application quadrilateral function, quadrilateral function or mho function
 - Phase preference logic and sensitive directional earth fault function for high ohmic earthed system
 - All types of scheme communication including phase segregated communication for secure phase selection at simultaneous faults
 - Load encroachment feature
- Power swing detection including additional logic
- Pole slip protection
 - Detection of slips in power systems from 0.2 to 8 Hz
 - Trip after a set number of slips
- Directional power protection
 - Reverse-, low forward-, active-, reactive power protection
 - Phase angle compensation
 - Two steps (alarm/trip)
- Four step directional and/or non-directional phase overcurrent protection
 - Voltage, current or dual polarized
 - Each step can be inverse or definite time delayed
- Each step can be blocked on second harmonic component
- Synchronizing, synchrocheck and dead-line check function for single- or multi-breaker arrangements:
 - Selectable energizing direction
 - Two functions with built-in voltage selection
 - For automatic and manual synchronizing and synchrocheck with different settings
 - Synchronizing of asynchronous networks with settable breaker closing time
- Auto-reclosing function for single-, two-, and/or three-phase reclosing
 - Two functions with priority circuits for multi-breaker arrangements
 - Co-operation with synchronizing, synchrocheck function
 - Can be switched On-Off from remote through communication, from medium size LHM or with local switches through binary inputs
- Selectable additional software functions such as frequency protection, control and monitoring
- Data communication modules for station bus IEC 61850-8-1
- Data communication modules for station bus IEC 60870-5-103, TCP/IP or IEC 60870-5-101, LON and SPA
- Remote end data communication modules for C37.94
 - Capability for 192 binary signals
 - Short, medium and long range fibre modem
 - External modems for G.703 and G.703E1, supplied from optical short range modem for mounting at communication rack
 - X21 galvanic communication module
- Integrated disturbance and event recorder for up to 40 analog and 96 binary signals

ANEXO H

“Diagrama Unifilar del sistema de 500kV, con sus protecciones”



TRANSFORMADORES DE POTENCIAL			
TIPO: CAPACITIVO	TENSION MAX.DE SERVICIO 525 kV BIL: 1550 kV		
RELACION:	500 / 1,73	0,11 / 1,73	0,11 / 1,73
ARROLL	UTILIZACION	PRESTACION	CLASE
	PROTECCION	10VA	5P
	MEDICION	10VA	0,5

TRANSFORMADORES DE CORRIENTE				
TENSION MAX.DE SERVICIO 525 kV		CORRIENTE NOMINAL		
BIL: 1550 kV				
RELACION: 600/5-5-5 A				
NUCLEO	UTILIZACION	PRESTACION	CLASE	FACTOR
1	PROTECCION	10VA	5P	> 15
2	PROTECCION	10VA	5P	> 15
3	MEDICION	10VA	0,5	< 5
RELACION: 600/5-5-5 A				
NUCLEO	UTILIZACION	PRESTACION	CLASE	FACTOR
1	PROTECCION	10VA	5P	> 15
2	PROTECCION	10VA	5P	> 15
3	MEDICION	10VA	0,5	< 5

REFERENCIAS

- Z PROTECCION DE DISTANCIA
- ΔBA PROTECCION BARRA A
- ΔBB PROTECCION BARRA B
- ΔT PROTECCION DIFERENCIAL AUTOTRANSFORMADOR
- ΔIR PROTECCION DIFERENCIAL REACTOR

ESCUELA POLITECNICA
NACIONAL
FACULTAD DE INGENIERIA ELÉCTRICA Y ELECTRONICA

DIAGRAMA UNIFILAR
S/E PIFO 500KV

DISEÑADO	Richard Zambrano	RECOMENDADO
DIBUJADO		APROBADO
REVISADO		REF.
NATURALEZA DE LA REVISION	POR	VERIF.
	APROB.	FECHA
		SEPTIEMBRE 2008