



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

Sede Guayaquil

FACULTAD DE INGENIERÍAS

CARRERA: Ingeniería Eléctrica

Proyecto Final previa a la obtención del Título de:

INGENIERO EN ELECTRICIDAD

TEMA:

**GUÍA DE SELECCIÓN DE SISTEMA DE PROTECCIÓN EN
SUBESTACIONES POR MEDIO DE RELÉS BASADOS EN
MICROPROCESADORES APLICADO EN SUBESTACIONES DE
TRANSMISIÓN.**

Autores:

Jaime Espinoza Guerrero

Pablo Estupiñán Segura.

Director de Proyecto:

Ing. Alexis Cárdenas

Guayaquil, Marzo del 2010

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de este Tópico de
Graduación nos corresponde exclusivamente; y el
patrimonio intelectual del mismo a la
UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA”
(Reglamento de Graduación de la UPS-G)

Jaime Bolívar Espinoza Guerrero

Pablo Isaiás Estupiñán Segura

CERTIFICACIÓN

Haber revisado minuciosamente el Proyecto Final de Titulación, De los Sres. Pablo Estupiñán Segura y Jaime Espinoza Guerrero, que se ajusta a las normas establecidas por la Universidad Politécnica Salesiana Sede Guayaquil, por tanto, autorizo su presentación para los fines legales pertinentes.

.....
Ing. Alexis Cárdenas.

DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

A Dios que me ha iluminado a través de mi vida, me dio sabiduría y fortaleza necesaria para culminar de manera exitosa la realización de este trabajo; a mis padres, hermanos e hijos y a todas esas personas que de una u otra manera colaboraron durante la realización de este trabajo, y con especial aprecio a todos los Catedráticos que formaron parte en mi formación académica, y de manera muy especial al Ingeniero Alexis Cárdenas por su apoyo incondicional, en la dirección de este proyecto de graduación.

Pablo Estupiñán

A la Universidad Politécnica Salesiana sede Guayaquil, que nos permitió formarnos como profesionales, crecer como personas, y obtener el Título Académico. De manera muy especial al Ingeniero Alexis Cárdenas, por su colaboración en la dirección de desarrollo de este trabajo.

Además nuestra gratitud sincera para aquellas personas que de una u otra manera nos brindaron su ayuda desinteresada en la realización de este trabajo.

Jaime Espinoza

DEDICATORIAS

A Dios por brindarme salud vida y sobre todo a poder discernir lo bueno y lo malo, a mis padres quienes han estado en los momentos más importantes en mi vida, a mi hermano, mi esposa e hijos que han sido pilar importante, aliciente, e inspiración a lo largo de mi carrera.

Pablo Estupiñán.

Este trabajo está dedicado a Dios por darme salud y fuerza para culminar mi carrera. A mis padres quienes me inculcaron siempre el estudio y el espíritu de superación personal y profesional.

A Viviana Gaona que siempre me dio su amor y confianza para culminar mi carrera.

A mis compañeros de Universidad Richard Fierro, Charles Gaspar, Erasmo García, Paul Vera, por su apoyo incondicional.

Jaime Espinoza.

RESUMEN

La propuesta de este proyecto de graduación; Guía de selección de sistemas de protección en subestaciones por medio de relés basados en microprocesadores, aplicado en subestaciones transmisión, tiene objetivos muy importantes que ayudaran a la mejor comprensión en lo que concierne a protecciones eléctricas.

Una de objetivos principales del presente proyecto de titulación, tiene como finalidad dar a conocer al estudiante que necesite obtener información sobre relés utilizados en protecciones de subestaciones de transmisión eléctrica y la selección de este tipo de dispositivos y a su vez información para estudios posteriores de coordinación que es un tema muy importante como complemento de protecciones de subestaciones.

En esta propuesta se da a conocer desde el concepto de subestación de transmisión, elementos que conforman la subestación, niveles de voltaje y como conocimiento general las características de transmisión en el Ecuador.

A sus vez los diferentes tipos de configuración de barras en subestaciones de transmisión, funcionamiento de los relés que intervienen en la protección de líneas, barras, y transformadores, características operativas del relé, como selectividad, sensibilidad, fiabilidad, rapidez, economiza, que son características importantes para la selección de los relés, además la clasificación de los relés según su función y tipo.

Se presenta los equipos de medición que toman las señales desde la bahía de la subestación como son: los PT'S, CT'S que son los principales dispositivos de monitoreo que interactúan con los relés.

Además se representa sus esquemas de operación del sistema de protección primaria y secundaria de una subestación, nomenclatura y definiciones de las protecciones eléctricas. Arquitectura de una subestación, niveles de control de bahía y los esquemas de protección de subestaciones de transmisión.

La tecnología evoluciona día a día, por lo tanto las protecciones eléctricas también generan cambios. Siendo reemplazados los relés electromecánicos por los relés multifunción, con este tipo de tecnología se ahorra espacio modular y el tiempo de respuesta en despejar las fallas es mucho más rápido.

Del tal manera que su costo de inversión es recuperado rápidamente por la infinidad de bondades tecnológicas que presentan estos tipos de dispositivos que resultan mas eficientes.

OBJETIVO GENERAL.

El objetivo del presente proyecto es ser una guía para el estudio de las protecciones eléctricas, estableciendo y aplicando criterios para definir un esquema de desarrollo en la metodología de protecciones para sistemas eléctricos de potencia.

El objetivo principal debe ser desarrollado con la finalidad de proporcionar al estudiante interesado en el diseño de sistemas de protección eléctrica, las herramientas necesarias para una selección idónea de los relés basados en la tecnología de microprocesadores.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS.

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

- Definir el concepto de los diferentes tipos de protecciones, sus configuraciones, avances tecnológicos en sistemas de transmisión.
- Establecer parámetros generales de protección a transformadores, en barras y línea de transmisión, con relés digitales y multifunciones .
- Aplicar los criterios para determinar las protecciones de los elementos de transmisión.

ALCANCE.

Al analizar los diferentes tipos de protecciones que puedan presentarse en una subestación, se debe establecer los ajustes de protecciones, con el fin de garantizar el nivel de seguridad, selectividad, rapidez y confiabilidad requeridas en el sistema eléctrico de transmisión. 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.

CARATULA.....	I
DECLARACIÓN EXPRESA.....	II
CERTIFICACIÓN.....	III
AGRADECIMIENTOS.....	IV
DEDICATORIAS.....	V
RESUMEN.....	VI
OBJETIVO GENERAL.....	VIII
OBJETIVO ESPECIFICO.....	VIII
ALCANCE.....	VIII
ÍNDICE GENERAL.....	IX
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XIV
ÍNDICE DE TABLAS.....	XVI

ÍNDICE GENERAL

	Página
CAPITULO I	
INTRODUCCIÓN	
1.1. GENERALIDADES.	1
1.1.1 Concepto General de una Subestación Eléctrica.....	1
1.1.2. Características de la Transmisión.....	2
 CAPITULO II	
MARCO TEÓRICO	
2.1. Criterios generales.....	5
2.2. Introducción a las protecciones.....	5
2.3. Esquemas de barras.....	6
2.3.1 Barra simple o sencilla.....	7
2.3.2 Barra simple seccionada.....	8
2.3.3 Barra principal con seccionadores en derivación.....	9
2.3.4 Barra doble o mixta.....	10
2.3.5 Barra principal y barra de transferencia.....	11
	11
	12

2.3.6	Doble barra con disyuntor y medio de salida.....	
2.4.	Relés de Protección.	
2.4.1.	Características operativas del relé.....	14
2.4.1.1.	Fiabilidad.	14
2.4.1.2.	Selectividad.	14
2.4.1.3.	Sensibilidad.....	15
2.4.1.4.	Rapidez.....	16
2.4.1.5.	Economía y Simplicidad.	15
2.4.2.	Tiempos de operación del relé.	17
2.4.2.1.	Instantáneas.	17
2.4.2.2.	Tiempo Diferido o con Retraso en Tiempo.	17
2.4.3.	Clasificación de los relés de protección según su función.....	18
2.4.3.1	Relés de Protección.....	18
2.4.3.2.	Relés Auxiliares.....	18
2.4.3.3.	Relés de regulación.....	18
2.4.3.4.	Relés de verificación.....	18
2.4.4.	Relé numérico.	18
2.4.4.1.	Definición.....	18
2.4.4.2.	Funcionamiento de Relé Numérico.....	21
2.4.4.3.	Software del Relé.....	23
2.4.4.4.	Características Adicionales.....	24
2.4.4.4.1.	Muestra de valores medidos.....	24
2.4.4.4.2.	Registrador Automático de Perturbaciones.....	25
2.4.5.	Clasificación de relés numéricos según su tipo.....	25
2.4.5.1.	Relé de Sobrecorriente.....	25
2.4.5.1.1.	De manera instantánea.....	25
2.4.5.1.2.	Con temporización de tiempo definido.	26
2.4.5.1.3.	Con temporización de tiempo inverso.	26
2.4.5.2.	Relé de Sobrevoltaje.....	27
2.4.5.3.	Relé Diferencial.....	27
2.4.5.4.	Relé de Distancia.....	28
2.4.5.5.	Relé Direccional.....	29
2.5.	Transformadores de medida y protección.....	30
2.5.1.	Definición.....	30
		30
		31

2.5.2. Finalidad de los transformadores de medida y protección.....	
2.5.3. Requerimientos.....	
2.5.4. Transformador de corriente (CT'S).....	31
2.5.4.1. Criterio de selección.....	31
2.5.4.2. Polaridad de los CT'S.....	33
2.5.4.3. Conexiones de los CT'S.....	34
2.5.4.4. Nivel de aislamiento nominal.....	35
2.5.4.5. Corriente térmica nominal.....	35
2.5.4.6. Corriente dinámica nominal.....	35
2.5.4.7. Corriente térmica permanente.....	35
2.5.4.8. Especificaciones del Transformador de Corriente.....	35
2.5.4.8.1. Nivel de Aislamiento.....	36
2.5.4.8.2. Corriente Nominal Primaria.....	36
2.5.4.8.3. Corriente Nominal Secundaria.....	37
2.5.4.8.4. Corriente Nominal Térmica Continúa.....	37
2.5.4.9. Carga (Burden) y Exactitud.....	38
2.5.4.9.1. Medición de corriente.....	38
2.5.4.9.2. Núcleos de medida.....	39
2.5.4.9.3. Núcleos de protección.....	39
2.5.4.9.4. Diferencias entre los CT'S.....	40
2.5.5. Transformador de potencial.....	40
2.5.5.1. Definiciones.....	44
2.5.5.1.1. Voltaje primaria y secundaria nominal.....	44
2.5.5.1.2. Relación de transformación real.....	44
2.5.5.1.3. Relación de transformación nominal.....	44
2.5.5.1.4. Clase de precisión.....	44
2.5.5.1.5. Carga de precisión.....	44
2.5.5.1.6. Potencia de precisión.....	45
2.5.5.1.7. Coeficiente de puesta a tierra.....	45
2.5.5.1.8. Red con neutro puesto a tierra.....	45
2.5.5.2. Especificaciones del Transformador de Potencial.....	45
2.5.5.3. Tipos de Transformador de Potencial.....	46
2.5.5.4. Nivel de Aislamiento.....	46
2.5.5.4.1. Niveles del aislamiento nominal según IEC.....	46
	48
	48

2.5.5.5. Cargas y Clases de Exactitud.	
2.5.5.5.1. Transformadores de voltaje para medida.	
2.5.5.5.2. Transformadores de voltaje para protección.....	48

CAPITULO III

SISTEMA DE PROTECCIONES EN SUBESTACIÓN

3.2. Protección del transformador de potencia.....	49
3.2.1. Generalidades.....	49
3.2.2. Criterios generales de equipamiento.....	49
3.2.3. Protección diferencial.....	49
3.2.3.1. Tipos de Relés Diferenciales para Protección.....	50
3.2.3.1.1. Protección diferencial usando relés de Sobrecorriente temporizados.....	50
3.2.3.1.2. Protección diferencial usando relés Diferenciales porcentuales.....	50
3.2.3.1.3. Protección diferencial usando relés Diferenciales porcentuales con restricción de armónicos.....	50
3.2.4. Protección de sobrecorriente.....	50
3.2.4.1. Sobrecorriente de fase instantánea.....	51
3.2.4.2. Protección de falla a tierra.....	51
3.2.4.3. Protección de Sobrecorriente para el Devanado Terciario.....	51
3.2.4.4. Protección del Transformador de Puesta a Tierra.....	52
3.3. Protección de barras.....	54
3.3.1. Generalidades.....	54
3.3.2. Definición de una protección de barras.....	54
3.3.2.1. Protección Diferencial de Barras.....	55
3.3.2.1.1. Protección diferencial de alta impedancia.....	55
3.3.2.1.2. Protección diferencial porcentual.....	55
3.3.2.1.3. Protección diferencial porcentual con alta impedancia moderada.....	55
3.3.2.2. Protección Diferencial Parcial.....	56
3.3.2.3. Protección de Barras con Comparación Direccional.....	56
	56
	56

3.3.2.4. Zonas Diferenciales Combinadas.....	
3.3.3. Protección diferencial según la configuración de la subestación.....	
3.3.3.1. Barra Principal y Barra de Transferencia.....	56
3.3.3.2. Doble Barra.	57
3.3.3.3. Disyuntor y Medio.....	58
3.4. Protección de líneas.	59
3.4.1. Protección de Distancia.....	59
3.4.2. Protecciones de Sobre y Bajo Voltaje.....	60
3.4.3. Relé de recierre y verificación de sincronismo.....	60
3.5. Elementos de un sistema de protección.....	60
3.5.1. Esquema de operación del sistema de operación primaria.....	62
3.5.2. Esquema de operación del sistema de operación secundaria.....	62
3.5.3. Protección ante falla de disyuntor.....	63
3.5.4. Nomenclatura y definiciones de las protecciones eléctricas.....	64

CAPITULO IV

APLICACIÓN DE LOS RELÉS MULTIFUNCIÓN EN ESQUEMAS DE BARRAS DE UN SISTEMA.

4.1 Introducción.....	66
4.2 Arquitectura de una subestación.....	67
4.2.1 Nivel 0.....	67
4.2.2 Nivel 1.....	68
4.2.3 Nivel 2.....	69
4.2.4 Nivel de control de bahía.....	69
4.3. Esquemas de Protección de subestaciones de transmisión.....	70
4.3.1 Aplicación de relé multifunción de un esquema barra doble.....	71
4.3.2 Aplicación de relé multifunción de un esquema barra doble con protección a transformador.....	72
4.3.3 Aplicación de relé multifunción de un esquema principal y transferencia.....	73
CONCLUSIONES.....	74
RECOMENDACIONES.....	75
	76
	77

BIBLIOGRAFÍA.....	
ANEXOS.....	

ÍNDICE DE FIGURAS

	Página
Fig. 1.1. Diagrama de Subestaciones de Transmisión.....	1
Fig. 2.1. Componentes de un Sistema de Protecciones.....	5
Fig.2.2. Esquema Barra Simple.....	7
Fig.2.3 Esquema barra Simple.....	8
Fig.2.4. Esquema barra simple con seccionadores en derivación.....	9
Fig.2.5. Esquema Barra doble.....	10
Fig.2.6. Esquema barra principal y Transferencia.....	11
Fig.2.7. Barra doble con disyuntor y medio de salida.....	12
Fig.2.8. Relé Numérico.....	20
Fig.2.9. Modulo del Relé y flujo de información.....	23
Fig. 2.10. Característica instantánea de los relés de protección de sobrecorriente... 25	25
Fig.2.11. Característica con temporización fija en relés de sobrecorriente.....	26
Fig.2.12. Característica con temporización inversa en relés de sobrecorriente.....	26
Fig.2.13. Protección diferencial.....	27
Fig.2.14. Característica de actuación de protección diferencial.....	28
Fig.2.15. Protección de distancia.....	28
Fig.2.16. Disminución de la tensión medida en una falla a tierra.....	29
Fig.2.17. Protección direccional.....	29
Fig.2.18. Esquemático sencillo en el que se muestra CT y dos PT.....	30
Fig.2.19. Circuito equivalente del transformador de corriente.....	32
Fig.2.20. Diferentes representaciones de los CT'S.....	33
Fig.2.21. Polaridad de los CT'S.....	33
Fig.2.22. Conexión Estrella de CT'S	34
Fig.2.23. Conexión Delta de CT'S	34
Fig.2.24. Diferentes representaciones de los PT'S.....	41
Fig. 2.25. Transformador de potencial.....	42
Fig. 2.26. Circuito Equivalente del Transformador de Potencial.....	42
Fig. 2.27. Circuito Equivalente del PT del Tipo Capacitivo.....	42
Fig. 2.28. Polaridad de los transformadores de potencial.....	43

Fig.3.1. Protección de falla a tierra de una delta usando relés de sobrecorriente residual y relés de tierra conectados diferencialmente.....	
Fig.3.2. Protección de transformadores de tierra (a) Zigzag (b) Y-delta.....	53
Fig.3.3. Esquema unifilar de las protecciones de un transformador de potencia.....	53
Fig. 3.4. Barra principal y barra de transferencia.....	57
Fig.3.5. Barra Doble con sus dos Protecciones de Barras.....	57
Fig.3.6. Barra Doble con sus dos Protecciones de Barras.....	58
Fig.3.7. Configuración “Disyuntor y ½”.....	58
Fig.3.8. Diagrama esquemático del sistema de monitoreo y protección.....	61
de barras y de líneas de transmisión en el SNT.	
Fig.3.9. Circuito de contactos, protección piloto.....	62
Fig. 3.10. Circuito de contactos, protección por zonas.....	63
Fig. 3.11. Circuito de contactos, protección falla de disyuntor.....	63
Fig. 4.1. Arquitectura de una subestación Circuito.....	67
Fig. 4.2. Equipos de una subestación.....	68
Fig. 4.3. Tableros dúplex de una subestación.....	68
Fig. 4.4. Estación de monitoreo de la subestación de trasmisión.....	69

ÍNDICE DE TABLAS

	Página
Tabla 2.1. Propiedades del Relé numérico de distancia	20
Tabla 2.2. Avances del relé numérico sobre el relé estático.....	20
Tabla 2.3. Capacidad de valores de relación de transfor para transformadores de corriente (IEEE C57.13).....	37
Tabla 2.4. Valores r.m.s nominales de corriente térmica de corto tiempo (I _{th}) KA (IEC 60044-1).....	38
Tabla 2.5. Transformador de potencial inductivo según IEC 60044-2.....	47
Tabla 2.6. Transformador de potencial capacitivo según IEC 60186, IEC 60358 y IEC 60044-5.....	47
Tabla2.7. Nomenclatura de protecciones eléctricas.....	65

CAPITULO 1

INTRODUCCIÓN.

1.1. Generalidades.

Son requisitos indispensables, la continuidad y la calidad del servicio que van ligados al funcionamiento de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP). 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.

1.1.1 Concepto general de Subestación Eléctrica.

Una subestación eléctrica es un conjunto de elementos eléctricos que se encuentra dentro de un sistema eléctrico de potencia que permite realizar cambios en sistema eléctrico como: la interconexión con otras partes del sistema (seccionamiento) y la transformación de voltajes para la interconexión de subestaciones a un nivel inferior de voltaje (transformación) donde el transformador es el componente primordial.

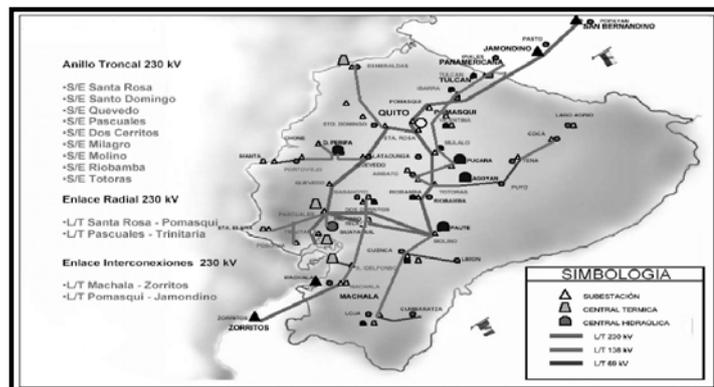


Figura 1.1. Diagrama de Subestaciones de Transmisión en el Ecuador.

Las subestaciones eléctricas se clasifican de acuerdo a los niveles de potencia o de voltaje:

- Subestación de transmisión mayor a 138kV (230kV)
- Subestación de subtransmisión entre 138kV y 46kV

- Subestación de distribución primaria entre 46kV y 13.8kV
- Subestación de distribución secundaria menor a 13.8kV

1.1.2. Características de la Transmisión.

La transmisión está a cargo de la unidad de negocio Transelectric S.A. 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.

El Sistema Nacional Interconectado (SNI) es el sistema integrado por los elementos del sistema eléctrico conectados entre sí, el cual permite la producción y transferencia de energía eléctrica entre centros de generación y centros de consumo, dirigido a la prestación del servicio público de suministro de electricidad. En la actualidad, el SNI está conformado por 17 empresas eléctricas Generadoras, 1 Transmisora, 20 Autoproductoras y 20 Distribuidoras; de estas últimas 13 cuentan con generación y 7 de las empresas Distribuidoras operan sistemas no incorporados; asimismo, se han calificado 111 Grandes Consumidores.

El SNI es un anillo cerrado a nivel nacional que está conformado por:

- Centrales de generación
- Líneas de transmisión a nivel de 230kV
- Líneas de transmisión a nivel de 138kV
- Línea de transmisión de 69kV
- Subestaciones a lo largo de todo el territorio nacional

TRANSELECTRIC es el ente encargado de la transmisión de energía eléctrica, para lo cual se tiene el Sistema Nacional de Transmisión (SNT) que está facultada para el manejo, ampliación y mantenimiento tanto de las líneas de transmisión como de las subestaciones a su cargo. El SNT está conformado por líneas de transmisión a 230kV, 138kV y 69kV. Adicionalmente se tiene dos enlaces de interconexión con Colombia y con Perú. Hacia Colombia con la línea de transmisión 230kV desde la subestación Pomasqui y para 138kV desde la subestación Tulcán hasta Rumichaca. Hacia Perú con la línea de transmisión 230kV desde la subestación Machala.

A nivel de 230kV se tiene el anillo trocal conformado por las siguientes subestaciones:

- Santa Rosa
- Totoras
- Riobamba
- Molino
- Milagro
- Dos Cerritos
- Pascuales
- Quevedo
- Santo Domingo

A nivel de 138kV está la red radial que se deriva al nivel de 69kV, a 138kV se encuentran las diferentes líneas de transmisión del SNT:

- Cuenca – Loja
- Daule Peripa – Chone
- Electroquil – Pascuales
- Electroquil – Posorja
- Ibarra – Tulcán. Milagro – Babahoyo
- Milagro - San Idelfonso
- Mulaló – Vicentina
- Pascuales – Salitral
- Pascuales - Sta. Elena
- Paute – Cuenca
- Pascuales – Policentro
- Pucará – Ambato
- Pucará – Mulaló
- Quevedo - Daule Peripa
- San Idelfonso – Machala
- Sta. Rosa – Vicentina
- Sto. Domingo – Esmeraldas
- Totoras – Agoyán

- Totoras – Ambato
- Trinitaria – Salitral
- Tulcán – Frontera
- Vicentina – Guangopolo
- Vicentina – Ibarra
- Tena – Coca
- Puyo – Tena

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO.

2.1. Criterios Generales.

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.

2.2. 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:

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

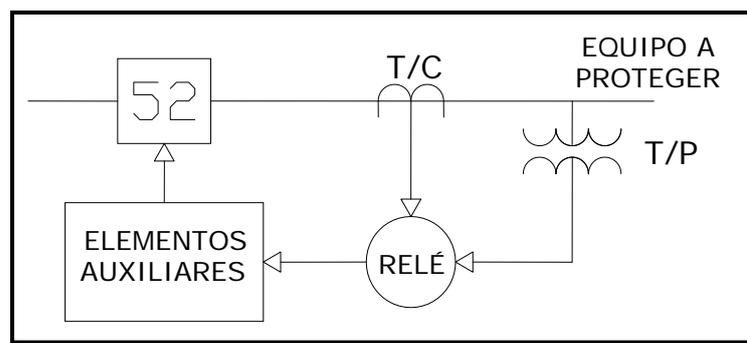


Figura 2.1. Componentes de un Sistema de Protección

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 Capacitares

2.3. Esquema de barras.

Existen varios esquemas de barras para las subestaciones eléctricas de transmisión o distribución que son usados por las distintas empresas eléctricas para satisfacer el requerimiento de una operación confiable y flexible del sistema.

Los criterios que se utilizan para seleccionar la configuración más adecuada y económica de una instalación, son los siguientes:

- Análisis previo que determina los requerimientos de la demanda de energía
- Continuidad de servicio
- Versatilidad de operación
- Facilidad de mantenimiento de los equipos
- Cantidad y costo del equipo eléctrico
- Funcionalidad
- Confiabilidad
- Maniobrabilidad

Los arreglos de barras más comunes son los que se indican a continuación, en orden de complejidad y costo:

- Barra simple o sencilla
- Barra simple seccionada

- Barra principal con seccionadores de derivación
- Barra doble mixta
- Barra principal y barra de transferencia
- Doble barra con disyuntor y medio de salida

2.3.1 Esquema de barra simple o sencilla.

Este esquema utiliza un solo juego de barras formando un diagrama muy sencillo. En condiciones normales de operación, todas las líneas y bancos de transformadores están conectados al único juego de barras; con este arreglo, en el caso de existir una falla en las barras se desconectan todos los interruptores, quedando la subestación completamente desenergizada. Está conformado por una sola barra continua a la cual se conectan directamente los diferentes tramos de la subestación.

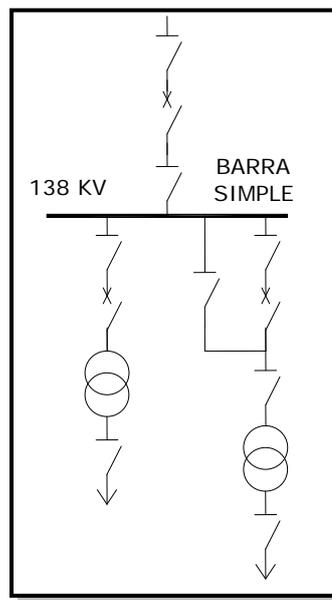


Figura 2.2. Esquema Barra Simple

Ventajas:

- Fácil operación e instalación simple
- Costo reducido
- Requiere poco espacio físico para su construcción
- Mínima complicación en la conexión de los equipos y el esquema de protecciones

Desventajas:

- No existe flexibilidad en las operaciones (El mantenimiento de un disyuntor exige la salida completa del tramo involucrado)
- Falla en barra interrumpe el servicio totalmente
- Las ampliaciones de barra exigen la salida de la subestación en su totalidad

2.3.2. Esquema de barra simple seccionada.

Está constituido por dos barras principales, con posibilidad de acoplamiento entre sí mediante un disyuntor y sus seccionadores asociados.

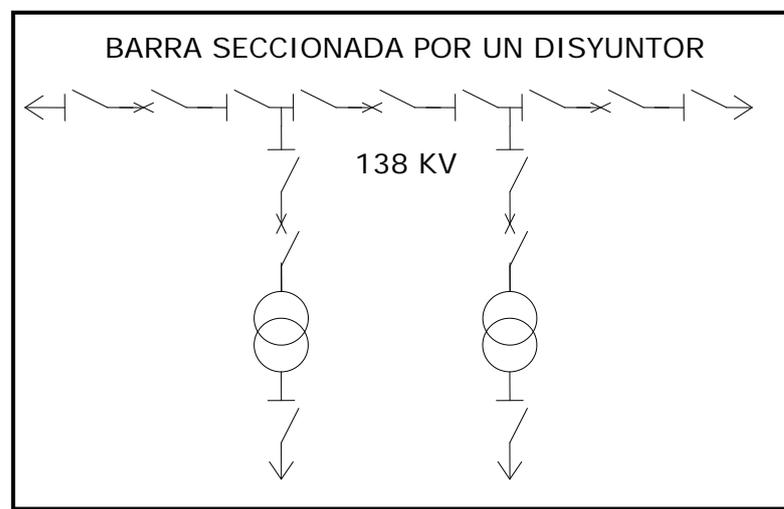


Figura 2.3. Esquema Barra Seccionada

Ventajas:

- Mayor continuidad del servicio
- Fácil mantenimiento de los tramos conectados a la barra
- Requiere poco espacio físico para su construcción
- Para fallas en barra, queda fuera de servicio el tramo de la sección de barra afectada

Desventajas:

- Falla en barra puede originar racionamiento

- El mantenimiento de un disyuntor deja fuera de servicio el tramo al cual está asociado.

2.3.3. Esquema de barra simple con seccionadores en derivación.

Similar al esquema de barra simple, y difieren en que los tramos tienen adicionalmente un seccionador en derivación (By-Pass).

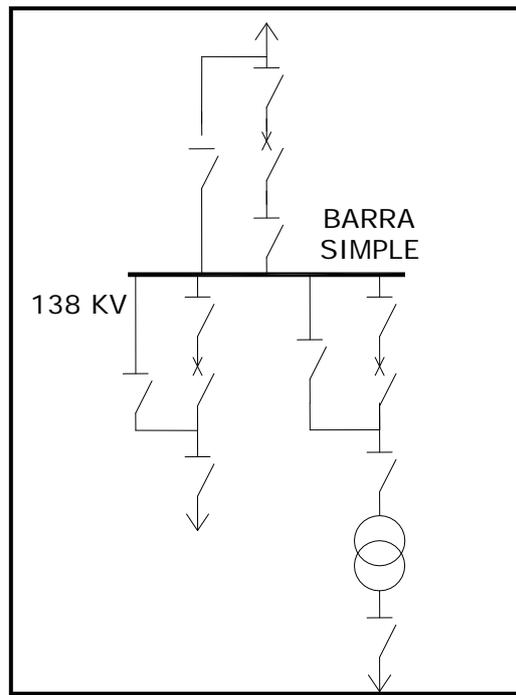


Figura 2.4.Esquema Barra simple con Seccionador en derivación

Ventajas:

- Similar al esquema de barra simple, pero permite realizar labores de mantenimiento en los tramos sin interrumpir el servicio, a través del seccionador en derivación (By-Pass).
- Requiere poco espacio físico para su construcción.

Desventajas:

- Falla en barra interrumpe totalmente el suministro de energía.
- Las ampliaciones de barra exigen la salida de la subestación en su totalidad.

2.3.4. Esquema de barra doble o mixta.

Está constituido por dos barras principales, las cuales se acoplan entre sí mediante un disyuntor y sus seccionadores asociados.

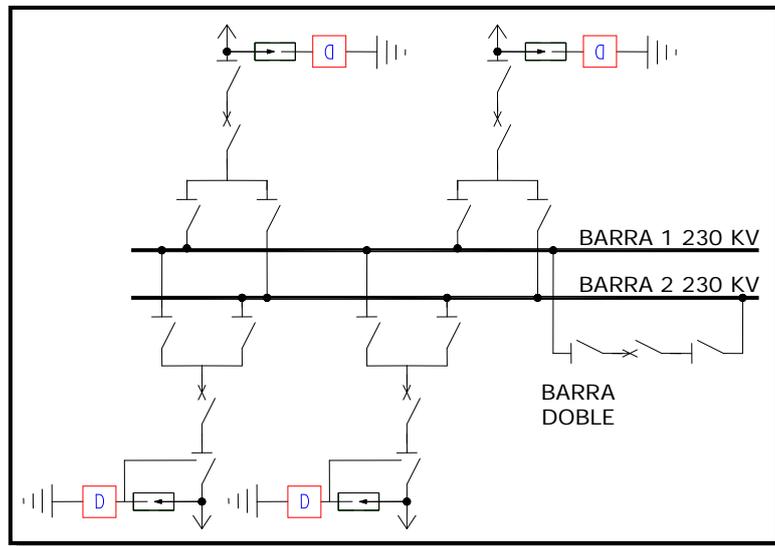


Figura 2.5. Esquema Barra Doble

Ventajas:

- Las labores de mantenimiento pueden ser realizadas sin interrupción del servicio.
- Facilita el mantenimiento de seccionadores de barra, afectando únicamente el tramo asociado.

Desventajas:

- La realización del mantenimiento en un disyuntor de un tramo, requiere la salida del tramo correspondiente.
- Requiere de gran espacio físico para su construcción.

2.3.5. Esquema de barra principal y transferencia.

Está constituido por una barra principal y una de transferencia, que permita la transferencia de tramos.

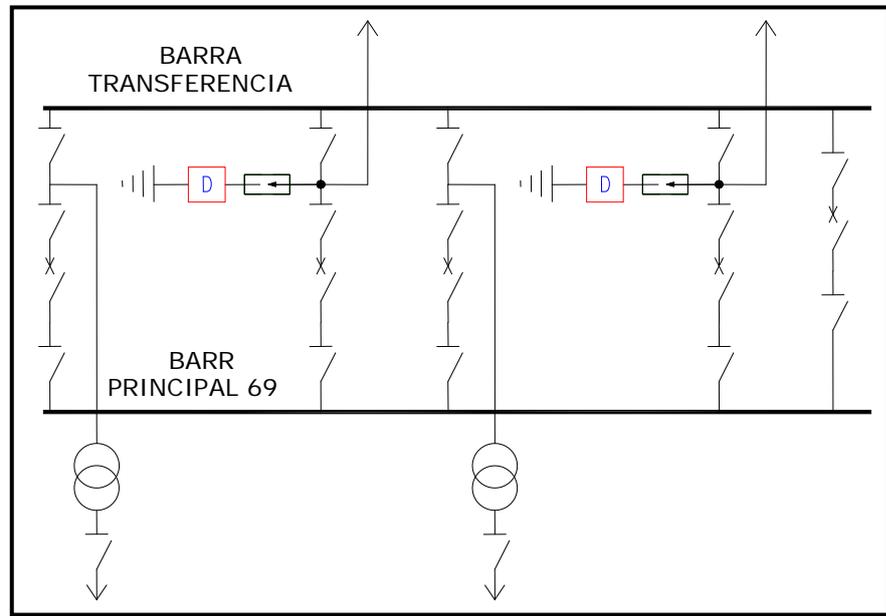


Figura 2.6 Esquema Barra Principal y Transferencia.

Ventajas:

- Permite la transferencia de carga de un tramo, durante el mantenimiento del disyuntor correspondiente
- Facilita el mantenimiento de seccionadores de línea y transferencia, afectando únicamente el tramo asociado
- Requiere de poco espacio físico para su construcción

Desventajas:

- Para la realización del mantenimiento de la barra y los seccionadores asociados, es necesario desenergizar totalmente la barra

2.3.6. Esquema de barra doble con disyuntor y medio de salida.

Constituido por dos barras principales interconectadas a través de dos tramos de disyuntor y medio a los cuales las salidas están conectadas.

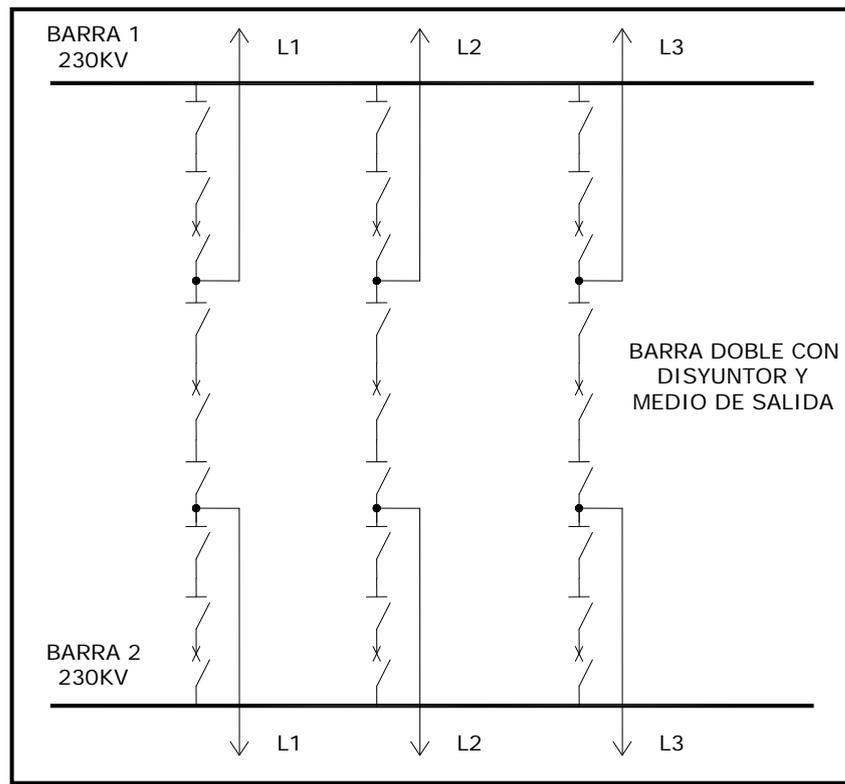


Figura 2.7. Esquema Barra Doble con Disyuntor y medio de salida.

Ventajas:

- No necesita tramo de enlace de barra
- El mantenimiento de un disyuntor se puede realizar sin sacar de servicio el tramo correspondiente

Desventajas:

- Para la realización del mantenimiento de los seccionadores conectados directamente al tramo, es necesario dejar fuera de servicio el tramo correspondiente
- Requiere gran espacio físico para su construcción

2.4. 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.

Los relés son una forma de protección activa designada a mantener un alto grado de continuidad de servicio y un daño limitado de los equipos; en otras palabras se los consideran los centinelas silenciosos de los sistemas de potencia.

Existen diversas formas de clasificar a los relés, entre ellas están:

- **Por su función:** de protección, de monitoreo, de recierre, de regulación, auxiliar y sincronización.
- **Por sus entradas:** corriente, voltaje, potencia, presión, frecuencia, flujo, temperatura, vibración, etc.
- **Por su principio de operación o estructura:** balance de corriente, porcentaje, producto, estado sólido, térmico, electromecánico, etc.
- **Por su característica de actuación:** distancia, sobrecorriente direccional, tiempo inverso, bajo voltaje, piloto, etc.

Con el pasar del tiempo y el mejoramiento de la tecnología, los relés han experimentado lo que se puede llamar la clasificación según su historia:

- Relés electromecánicos: atracción e inducción electromagnética.
- Relés electrónicos de estado sólido.
- Relés digitales o numéricos (microprocesadores).

Los Relé electromecánicos se caracterizan porque las cantidades medidas son convertidas en señales bajas pero similares, y son combinadas o comparadas directamente con valores de referencia que se encuentran en los detectores de nivel para producir la salida deseada.

Los Relé electrónicos son aquellos en los cuales las cantidades medidas son manipuladas en forma análoga y convertida subsecuentemente en forma binaria.

Los Relé digitales las cantidades medidas son convertidas en datos numéricos, mientras que un microprocesador con operaciones matemáticas y/o lógicas toma decisiones de disparo.

2.4.1. Características operativas del relé.

Los relés de un sistema de protección deben satisfacer las siguientes características operativas:

2.4.1.1. 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 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. Es importante que las protecciones se establezcan 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.

2.4.1.2. 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.

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.

2.4.1.3. 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.

El sistema de protecciones y sus elementos asociados debe ser capaz de operar detectando la falla de mínimo nivel que ocurra dentro de su zona de operación o la menor variación de la magnitud que controla respecto de la magnitud de referencia o ajuste.

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 Inglés “*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.

2.4.1.4. 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 costos y tiempos de restablecimiento de las condiciones normales de operación, así como de reparación o reposición de equipos dañados 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.

2.4.1.5. 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 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 costos 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.

2.4.2. 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.

2.4.2.1. Instantáneas

Actúan tan rápido como debido a que la falla se ha producido dentro del área que vigilan directamente. En la actualidad, el tiempo usual de despeje de una falla en Alta Tensión (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.

2.4.2.2. 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.

2.4.3. Clasificación de los relés de protección según su función.

Cumplen diferentes aplicaciones, existe una gran diversidad de tipos que desempeñan una función en particular. Se pueden clasificar en:

2.4.3.1 Relés de protección.

Detectan las anomalías y dan inicio a la desconexión de un equipo o un grupo de equipos de potencia en el momento que se produzcan fallas y sobrecargas.

2.4.3.2 Relés auxiliares.

Normalmente trabajan en dos condiciones: energizado o desenergizado y asisten a otros relés o dispositivos en alguna función. Su operación generalmente es del tipo instantánea, aunque también existen relés temporizados.

2.4.3.3 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.

2.4.3.4 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.

2.4.4. Relé numérico (Microprocesadores)

2.4.4.1. Definición.

Los relés numéricos se basan exclusivamente en la técnica de microprocesadores. Estos equipos representan la generación más potente y moderna de los sistemas 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:

- Precisión de medida debido al procesamiento digital de los valores de medida.
- Indicación de fallas mediante LEDs.
- Márgenes extremadamente amplios del voltaje de alimentación
- Intercambio de datos con técnica de comunicaciones.
- 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.

En la Tabla 2.1, se esquematiza 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.



Figura 2.8. Relé Numérico.

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 2.1. Propiedades del relé numérico de distancia

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.

Tabla 2.2. Avances del relé numérico sobre el relé estático

2.4.4.2. Funcionamiento de Relé Numérico.

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 sistemas correspondientes antes de su aplicación a la microcomputadora, que constituye el elemento principal del relé. 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 relé electromecánicos auxiliares para proveerlo de salidas discretas de tipo contacto. El relé 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 relé 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 relé digital tiene las siguientes funciones:

- Acondicionar las señales de voltaje y corriente proveniente de los transductores primarios a voltajes adecuados para la conversión análogo-digital.
- Aislar eléctricamente los circuitos electrónicos del relevador de los circuitos de entrada.
- Proteger el relé contra sobrevoltaje 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 relé 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 relé 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, o se carga inicialmente a memorias RAM para su posterior ejecución. Los parámetros de ajuste del relé 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.

En los relé digitales su capacidad de comunicación lo realiza mediante interfaces de comunicación serie que permiten el intercambio de información remota fuera de la línea con el relé para tareas de asignación, valores de parámetros de ajuste y de lectura de registros de fallas. 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 relé auxiliar o tiristor de salida del relé. El diseño típico de un relé numérico se demuestra la figura. 2.9.

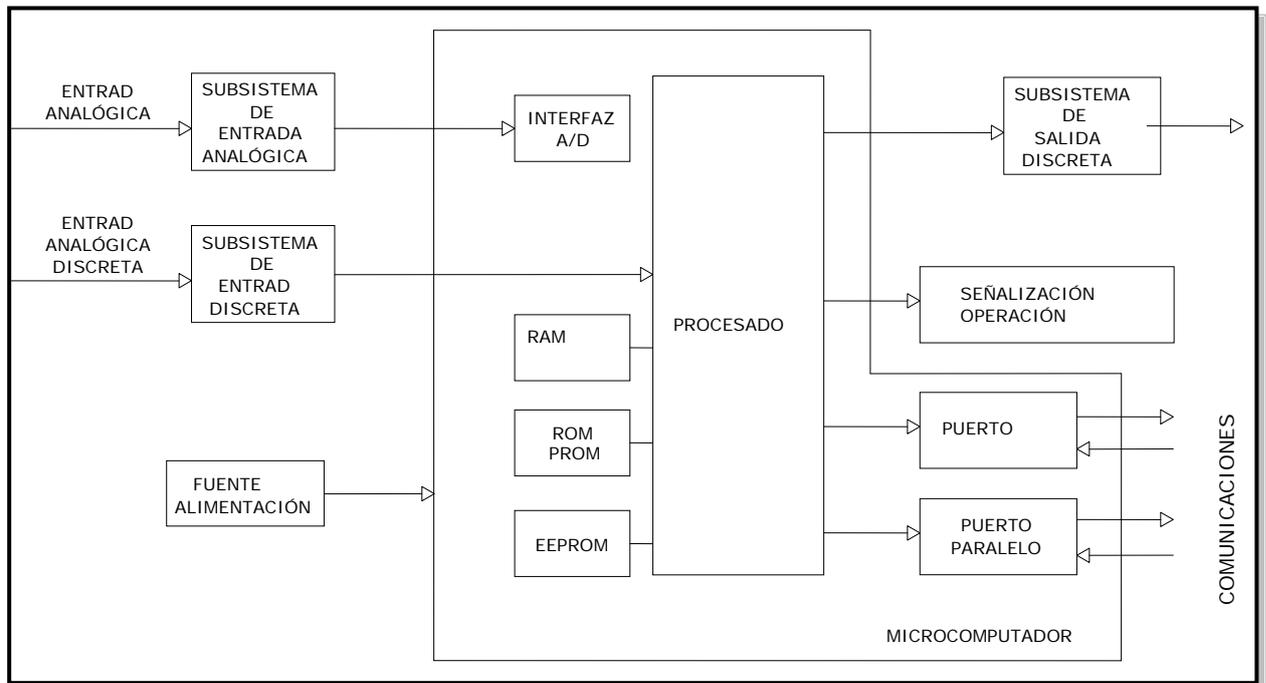


Figura 2.9. Modulo del Relé y flujo de información

Consiste en uno o más microprocesadores con procesador digital de señales (DSP, Señal Digital del Procesador), que posee memoria integrada, entrada salida de señal digital y análoga 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 (HMI).

2.4.4.3. 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, su función es asegurarse de que las otras tareas sean ejecutadas cuando están requeridas.

Otras tareas provistas al software varían 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.

2.4.4.4. 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.

2.4.4.4.1. 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.
- Frecuencia.
- Temperatura.
- Distancia de falla.

2.4.4.4.2. Registrador Automático de Perturbaciones – RAP.

Es un equipo electrónico digital de registro de falla localizado en una subestación de transmisión eléctrica. Los RAP'S, es una red de comunicación para integrar los registradores con una unidad de almacenamiento y un computador portátil para la conexión con los RAP'S con motivo de comunicación y monitoreo. El equipo debe cumplir con las características de detectar y registrar directamente los datos, debe permitir la integración de una red de comunicación mediante TCP/IP o protocolo de IEC 61850.

2.4.5. Clasificación de relés numéricos según su tipo.

2.4.5.1. 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 ($I > I_{arranque}$).

2.4.5.1.1. De manera instantánea.

Es decir, con retardo de actuación nulo. Cuando $I > I_{arranque}$, inmediatamente el relé abre el disyuntor. La gráfica de funcionamiento se muestra en la figura 2.10

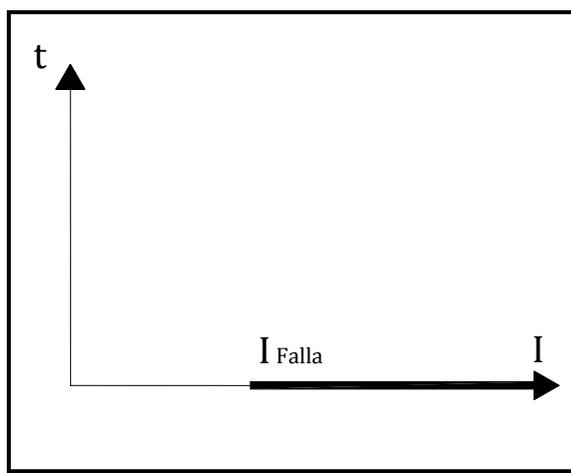


Figura 2.10. Característica instantánea de los relés de protección de sobrecorriente.

2.4.5.1.2. Con temporización de tiempo definido.

Cuando $I > I_{arranque}$, paso un tiempo fijo el relé abre el disyuntor. También se utiliza para la coordinación entre distintos relés de sobrecorriente. Si queremos que ante una falla actúe primero uno y si éste se avería que actúe otro, pondremos una temporización mayor en el segundo.

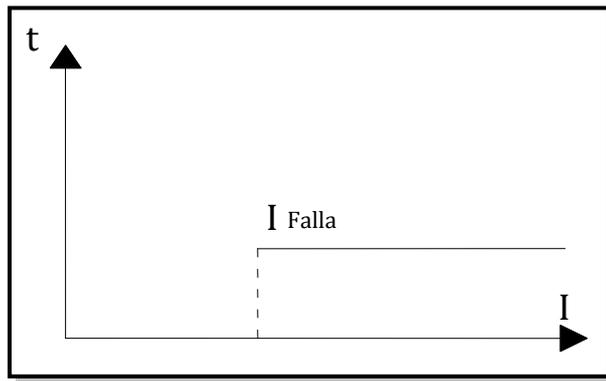


Figura 2.11. Característica con temporización fija en relés de sobrecorriente.

2.4.5.1.3. Con temporización de tiempo inverso.

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

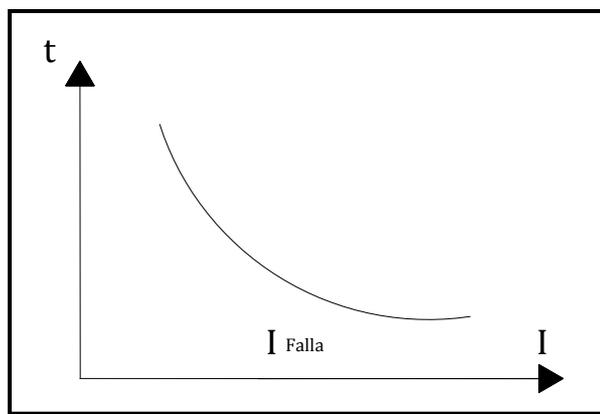


Figura 2.12. Característica con temporización inversa en relés de sobrecorriente

2.4.5.2. 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.

2.4.5.3. 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.

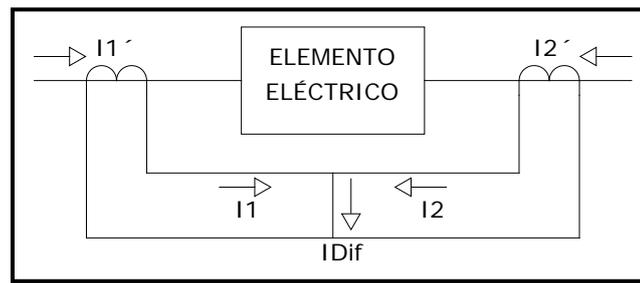


Figura 2.13. Protección diferencial

Los relés de protección diferencial miden:

$$I_{(Dif)} = I1 - I2 \text{ e } I_{\text{Frenado}} = (I1+I2)/2.$$

La característica de la protección diferencial se muestra en la figura 2.14. se 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, $I1'$ e $I2'$ son muy altas, pudiendo llegar a saturar a alguno de los transformadores de intensidad. Supongamos que se satura el CT'S 1. En ese caso, la $I1$ 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.

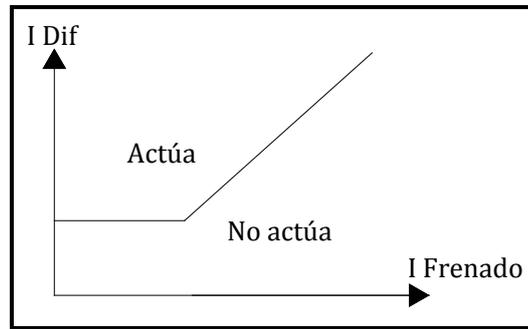


Figura 2.14. Característica de actuación de protección diferencial

2.4.5.4. Relé de Distancia. (21)

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.

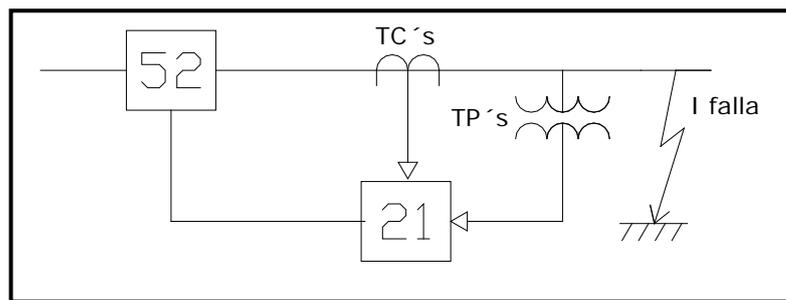


Figura 2.15. Protección de distancia

En la figura 2.16 se muestra la evolución de la tensión en la línea al producirse una falta a tierra en un punto de la misma.

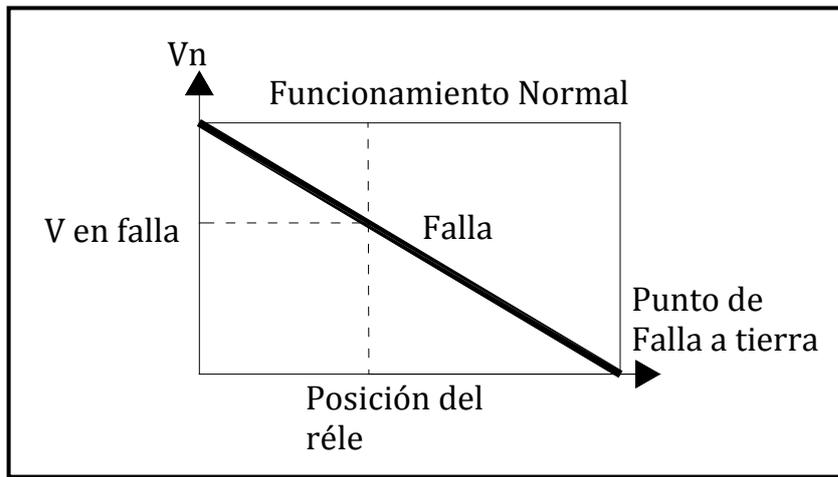


Figura 2.16. Disminución de la tensión medida en una falla a tierra

2.4.5.5. Relé Direccional. (67)

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:

- *Unidad de sobrecorriente:* Vigila el valor del módulo de la corriente.
- *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 2.17.

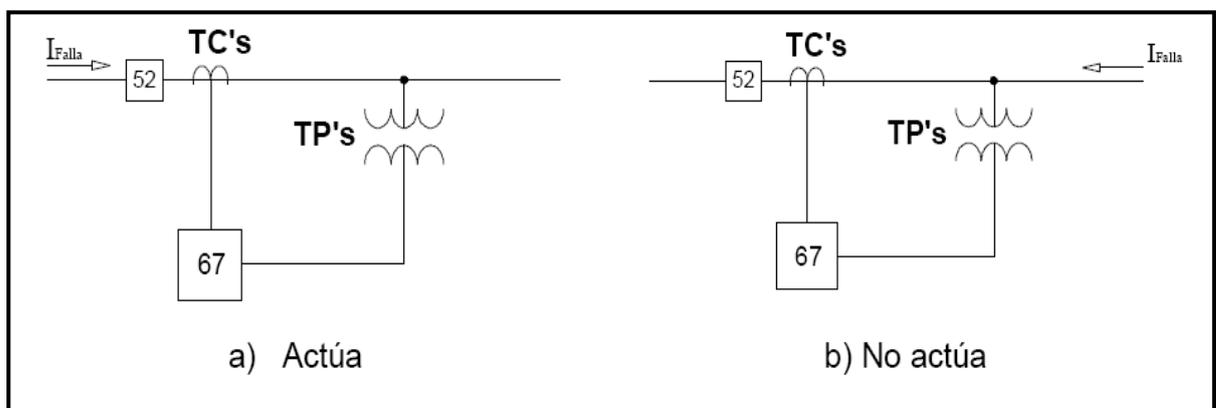


Figura 2.17. Protección direccional

2.5. Transformadores de medida y protección.

2.5.1. Definición.

Los equipos 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 los equipos deben estar aislados de las altas tensiones para prevenir accidentes. Por estas razones, los equipos 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

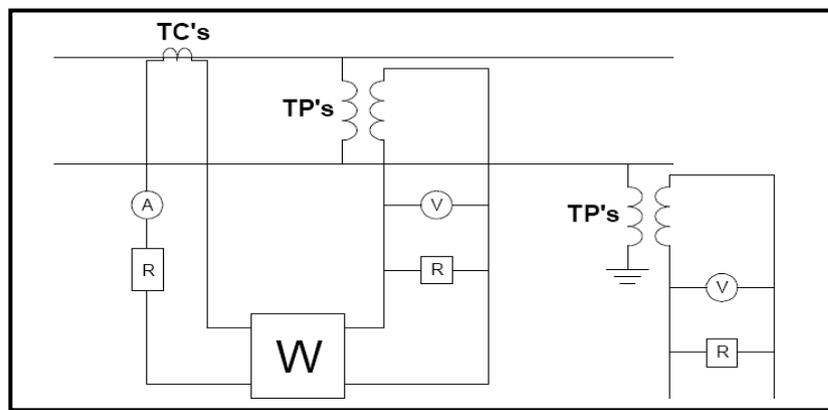


Figura 2.18. Esquema sencillo en el que se muestran un CT y dos TP uno de los cuales está conectado entre fases y el otro entre fases y tierra.

2.5.2. 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

2.5.3. Requerimientos.

Los principales requerimientos que se debe 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.

2.5.4. Transformador de corriente (CT'S).

2.5.4.1 Criterio de Selección.

Uno de los criterios para seleccionar la relación de los transformadores de corriente es el rango de corriente continua de los equipos conectados ya sea relé,

transformadores de corriente auxiliares, instrumentos, etc. y el devanado secundario del mismo transformador de corriente. Ya en la práctica, cuando fluye corriente de carga a través de las fases de los relés o de los dispositivos conectados, se utiliza una relación de corriente del CT tal que en el secundario su salida sea alrededor de 5 a 1 amperios con corriente de carga máxima en el primario. Sin embargo, la actuación que se requiere del CT varía de acuerdo a la aplicación del relé. Se necesitaría de CT's de alta calidad por ejemplo en esquemas de protección diferencial, debido a la exactitud de los datos que permitan al relé actuar; mientras que en la protección de líneas de transmisión no es tan crítico un CT de alta calidad debido a que se utiliza terminales remotos como respaldo a fallas.

Por lo general, todos los tipos de transformadores de corriente se utilizan para propósitos de protección por relés. El CT de boquilla es el más usado en los circuitos de alta tensión porque es menos costoso que otros. Este consta de un núcleo de forma anular con un arrollamiento secundario, y se construye dentro de equipos como interruptores, transformadores de potencia, generadores, etc., y su núcleo rodea una boquilla de aislamiento a través del cual pasa un conductor de potencia.

Los CT's de este tipo se caracterizan por tener una amplia sección transversal en los cuales la saturación es menor y por ende más precisión a elevadas corrientes. Además existen otros tipos de CT's como el del núcleo concentrado o el ventana.

El circuito equivalente de un transformador de corriente se muestra en la figura 2.10. La curva característica secundaria de excitación de un CT está dada por la corriente de excitación secundaria I_e que es una función del voltaje secundario de excitación E_s y de la impedancia secundaria de excitación Z_e . Con esta curva se calcula la precisión de un CT tipo boquilla.

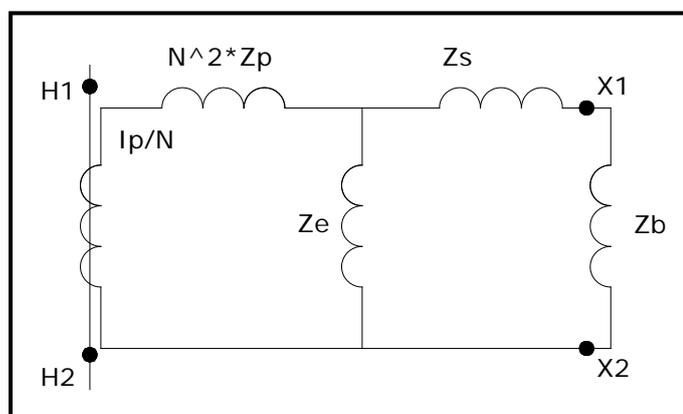


Figura 2.19. Circuito Equivalente del transformador de corriente.

Para clasificar la precisión del CT se tiene las normas ASA, por ejemplo 10H10 o 2.5L50, donde H es la impedancia secundaria interna alta (CT's de núcleo concentrado); L es la impedancia secundaria interna baja (CT's tipo boquilla); el número antes de la letra es el error máximo de relación especificado en porcentaje; el número después de la letra en la tensión final máxima secundaria para el error de relación con corriente secundaria 20 veces la corriente nominal. Existen diversas forma de representación de los CT's, entre ellas están las que se muestran en la figura 2.20.

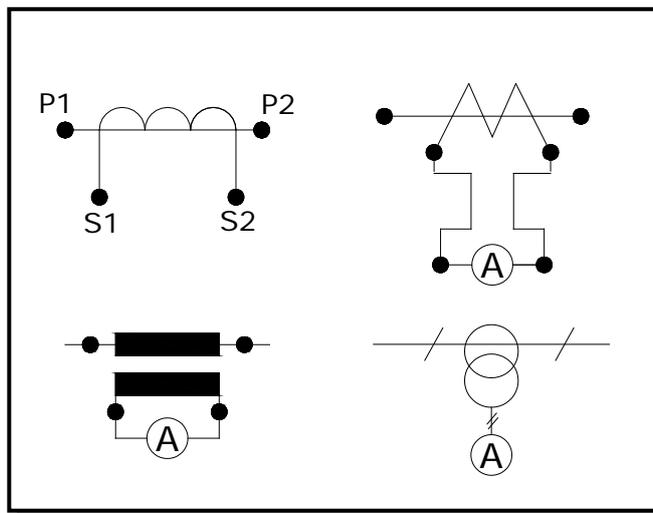


Figura 2.20. Diferentes representaciones de los CT'S

2.5.4.2 Polaridad de los CT'S.

La polaridad de los CT's está dada por marcas o por símbolos H1 y H2 en el primario y X1 y X2 en el secundario. La convección es que si la corriente primaria entra por el terminal H1, la corriente secundaria sale por X1; o bien, si la corriente primaria entra por el terminal H2, la corriente secundaria sale por X2. Un ejemplo se observa en la figura 2.12.

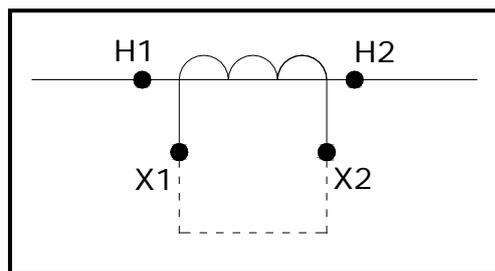


Figura 2.21. Polaridad de los CT'S

2.5.4.3 Conexiones de los CT'S.

Las conexiones de los CT's se realizan de acuerdo a la polaridad de los mismos. Dependiendo de que tipo de uso se le esté dando a ellos y que relé esté usándose en la protección, tenemos ejemplos de las conexiones Estrella (figura 2.13) y Delta (figura 2.14).

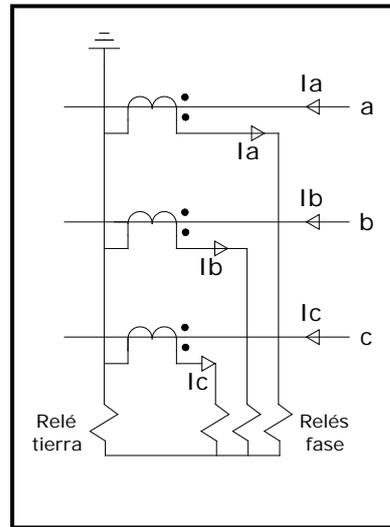


Figura 2.22. Conexión Estrella de CT'S

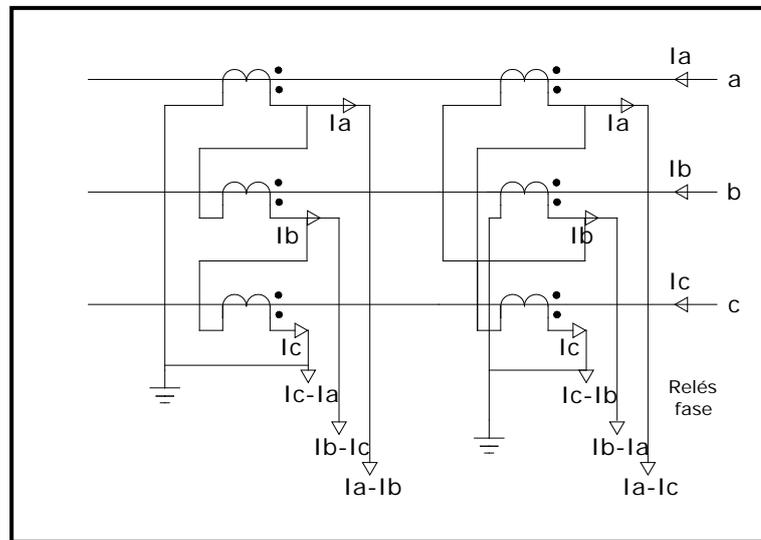


Figura 2.23. Conexión Delta de CT'S

El mayor problema de los transformadores de corriente es la saturación a la que están expuestos en momentos en que se presenten corrientes de falla de gran magnitud, debido a su valor o cercanía. Sin embargo, para algunos relés no es crítico esta corriente, como por ejemplo los relés de sobrecorriente del tipo inducción, gracias a que poseen gran exactitud. La saturación puede darse por componentes DC o AC en

la corriente de falla. La componente DC es la más dañina, debido a que el CT se satura en los primeros ciclos de la falla haciendo que se pueda colapsar. Para evitar estos problemas, hay que seleccionar los CT's de acuerdo a las necesidades de la protección.

2.5.4.4. 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.

2.5.4.5. 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.

2.5.4.6. 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.

2.5.4.7. 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.

2.5.4.8. Especificaciones del Transformador de Corriente.

Los factores importantes para la selección de los CT'S 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.

2.5.4.8.1. 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.

2.5.4.8.2. 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).

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

Tabla 2.3. Capacidad de valores de relación para transformadores de corriente (IEEE C57.13)

2.5.4.8.3. 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.

2.5.4.8.4. 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.

La corriente dinámica es el valor máximo de la corriente primaria que un CT'S 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.

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

Tabla 2.4. Valores de Corriente máxima dinámica (d) (IEC 60044-1)

2.5.4.9. Carga (Burden) y Exactitud

Todos los CT'S se deben adaptar en la práctica especialmente para cada subestación.

2.5.4.9.1. 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 CT'S 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 CT'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.

2.5.4.9.2. Núcleos de medida.

Los CT'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.

2.5.4.9.3. 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.

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.

2.5.4.9.4. Diferencia Entre un CT 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.

2.5.5. Transformador de potencial.

Un transformador de voltaje es un dispositivo destinado a la alimentación de equipos de medición y 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.

Los transformadores de potencial se utilizan para alimentar bobina voltimétricas (contadores, voltímetros ordinarios o registradores, relés, etc.). Son de dos clases: transformadores de potencial para alimentación de instrumentos y transformadores de potencial capacitivos. Se basan en dos criterios de selección: el nivel de voltaje del sistema y el nivel de aislamiento básico de impulso requerido por el sistema en el

cual van a ser usados. Bajo las normas ANSI se utilizan dos tipos de voltaje nominal secundario, 115 y 120 voltios, con sus correspondientes valor línea a neutro de $115/\sqrt{3}$ y $120/\sqrt{3}$ voltios. Para los transformadores del tipo capacitivo los voltajes nominales secundarios son 115 y 66.4 voltios. Diferentes representaciones de los transformadores de potencial se muestran en la figura.

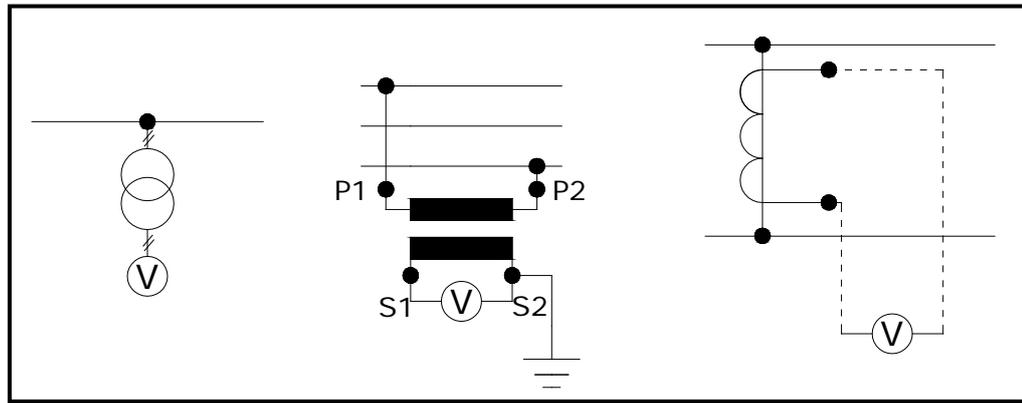


Figura 2.24. Diferentes representaciones de los PT'S

La diferencia en el uso de uno u otro tipo de transformadores de potencial radica en que los PT's del tipo capacitivo para protección por medio de relés son más baratos que los PT's para instrumentos, aunque no son tan precisos. Además influye que existen ciertas disposiciones de circuitos que no permiten el uso de uno u otro, como por ejemplo, en sistemas donde se conectan dos o más secciones de líneas de transmisión a una barra colectora común, los PT's normales tendrán capacidad suficiente para alimentar los equipos de protección, lo que no podría hacer los del tipo capacitivos. Mientras que en sistemas donde se utilizan barras colectoras en anillo, no hay lugar para un conjunto sencillo de transformadores normales que abastezca los relés de todos los circuitos, mientras que los del tipo capacitivo se los puede colocar en el lado de la línea de los interruptores de cada circuito.

Existen dos tipos de PT's del tipo capacitivos para protección: el de condensador de acoplamiento y el de boquilla. Los dos son básicamente semejantes, pero su diferencia radica en el tipo de divisor de tensión capacitivo utilizado, que a su vez afecta su carga nominal. El primero de ellos utiliza una aglomeración de condensadores conectados en serie y de un condensador auxiliar, como se muestra en la figura 2.16. El segundo utiliza el acoplamiento capacitivo de una boquilla de un

interruptor o transformador de potencia especialmente construida, como se muestra en la figura 2.17.

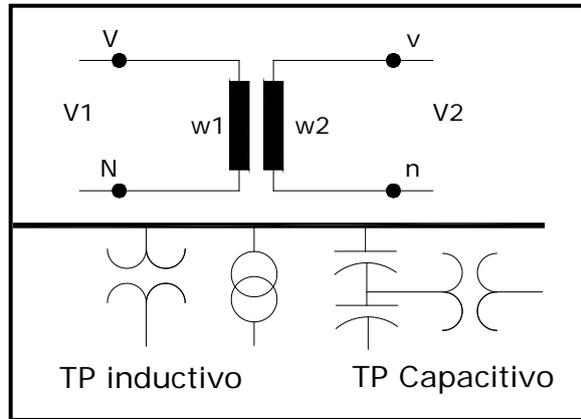


Figura 2.25. Transformador de potencial

Los circuitos equivalentes de las dos clases de PT's que existen se muestran en las figuras 2.18 y 2.19. En el transformador de potencial normal se observa que la corriente del lado de baja tensión fluye a través de las impedancias del lado de alta tensión referida al de baja más la respectiva impedancia de este lado; también hay que considerar el burden que tiene el transformador. Típicos valores de error máximo que se tiene en estos dispositivos van desde 0.3 hasta el 1.2%, con lo que se demuestra que tienen excelente actuación frente a transientes.

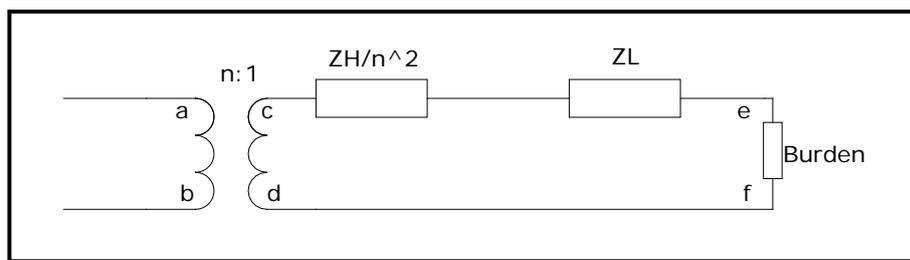


Figura 2.26. Circuito Equivalente del Transformador de Potencial

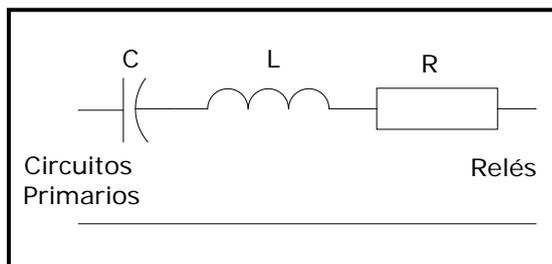


Figura 2.27. Circuito Equivalente del Transformador de Potencial del Tipo Capacitivo

La característica del transformador de potencial del tipo capacitivo se basa en la energía almacenada dentro de los elementos L y C en momentos de ocurrencia de una falla en el lado primario. Debido a la tendencia de tintineo inherente en los circuitos RLC, un cortocircuito repentino en el lado del primario no produce un colapso instantáneo del voltaje aplicado a los relés. Otros transientes son introducidos por la presencia de los circuitos ferrosónicos y hasta por los mismos relés, pero estos PT's no son afectados significativamente y reproducirán transientes primarios con excelente fidelidad.

La polaridad de los transformadores de potencial por lo general están marcadas para el lado de alta y baja tensión con H1 y X1, respectivamente. Las marcas de polaridad tienen el mismo significado que para los transformadores de corriente, es decir, que cuando la corriente entra por la terminal H1, ésta sale por la terminal X1. La relación entre las tensiones alta y baja es tal que X1 tiene la misma polaridad instantánea que H1, como se muestra en la figura 2.20. No tiene importancia alguna el que el transformador tenga polaridad aditiva o substractiva porque esto no tiene efecto en las conexiones.

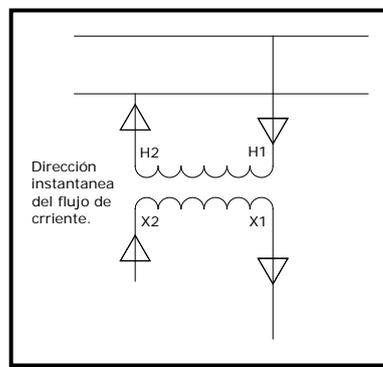


Figura 2.28. Polaridad de los transformadores de potencial

Los transformadores de potencial se conectan de acuerdo a la utilización: medición o protección; si se lo va a utilizar en protección, la conexión variará dependiendo del elemento que van a proteger y el tipo de protección que se va a dar. Por ejemplo, si se quiere hacer una protección a un banco de transformadores de potencia conectados en estrella delta, se necesitará hacer una conexión delta estrella del banco de transformadores de potencial, y con éstos transmitir las señales a los relés de protección (distancia, sobrevoltaje, etc.).

En la Central se encuentran transformadores de potencial del tipo capacitivo en la Subestación, y transformadores de potencial para instrumentos en la unidades. Las características de cada uno de ellos se los detalló en el capítulo 1 dentro del sistema eléctrico de la central.

2.5.5.1. Definiciones.

2.5.5.1.1. Voltaje primario y secundario nominal

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

2.5.5.1.2. Relación de transformación real

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

2.5.5.1.3. Relación de transformación nominal

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

2.5.5.1.4. 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 U_n primaria y la frecuencia nominal.

2.5.5.1.5. 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.

2.5.5.1.6. 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.

2.5.5.1.7. 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.

2.5.5.1.8. 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.

2.5.5.2. 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.

2.5.5.3. 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.

2.5.5.4. Nivel de Aislamiento.

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

2.4.5.4.1. Niveles del aislamiento nominal según IEC.

El nivel de aislamiento según normas IEC se muestra a continuación en las Tablas 2.7 y 2.8.

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 2.5. Transformador de potencial inductivo según IEC 60044-2

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

Tabla 2.6. Transformador de potencial capacitivo según IEC 60186, IEC 60358 y IEC 60044-5.

2.5.5.5. 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.

2.5.5.5.1. 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 2.7 y 2.8, 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.

2.5.5.5.2. 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 2.8., y además deben ser de una de las clases de precisión definidas

CAPITULO III

SISTEMA DE PROTECCIONES EN SUBESTACIÓN

3.2. Protección del transformador de potencia.

3.2.1. Generalidades.

El transformador de potencia es uno de los elementos importante 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.

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 para protección de respaldo de la protección diferencial y para fallas externas.

Los relés de sobrecorriente sólo se utilizan como protecciones principales en los transformadores.

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.

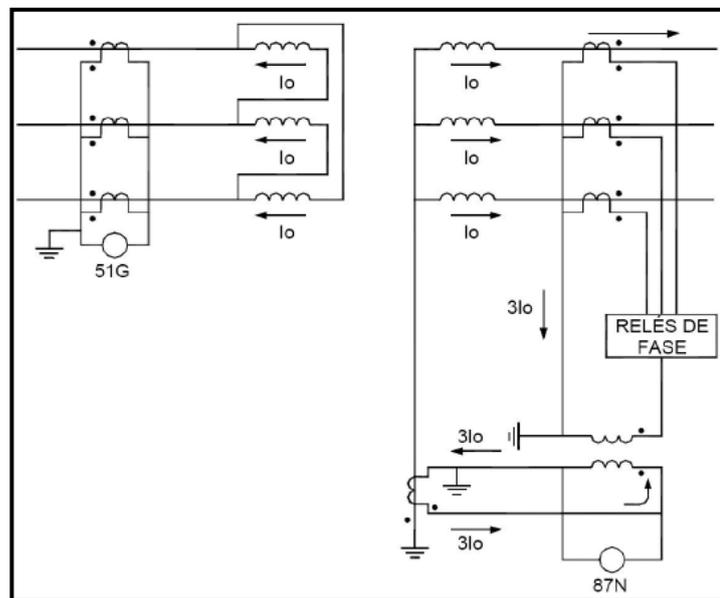


Figura 3.1. Protección de falla a tierra de una delta usando relés de sobrecorriente residual y relés de tierra conectados diferencialmente

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 CT'S 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. (a) (b)

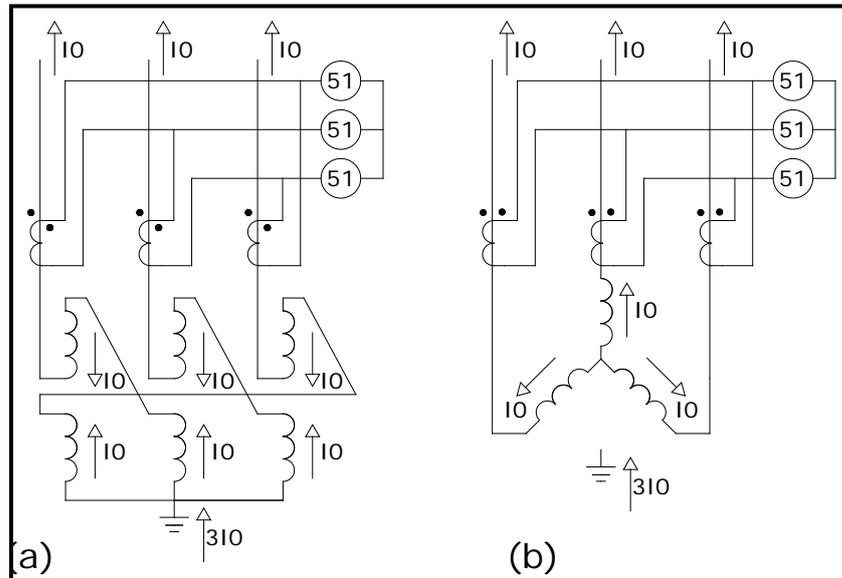


Figura 3.2. Protección de transformadores de tierra (a) Zigzag (b) Y-delta

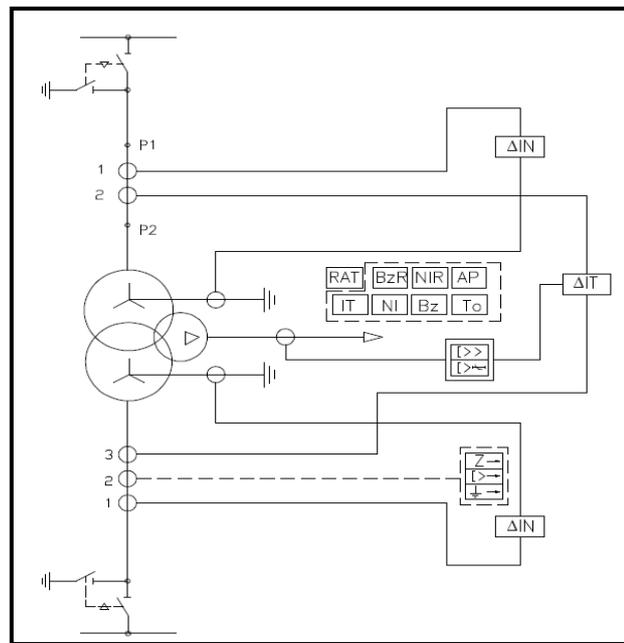


Figura 3.3. Esquema unifilar de las protecciones de un transformador de potencia.

BZR	Relé Buchholz bajo carga
NIR	Nivel de aceite bajo carga
AP	Alivio de Precisión
IT	Imagen Térmica
NI	Nivel de aceite
Bz	Relé Buchholz
To	Termómetro de contacto
IN	Diferencial de Tierra Restringida
IT	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 CT'S tienen la misma relación de transformación, en caso contrario, se deberán utilizar CT'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 CT'S ante una falla externa. El relé responde a fallas internas haciendo caso omiso de la saturación de cualquier de los CT'S'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.

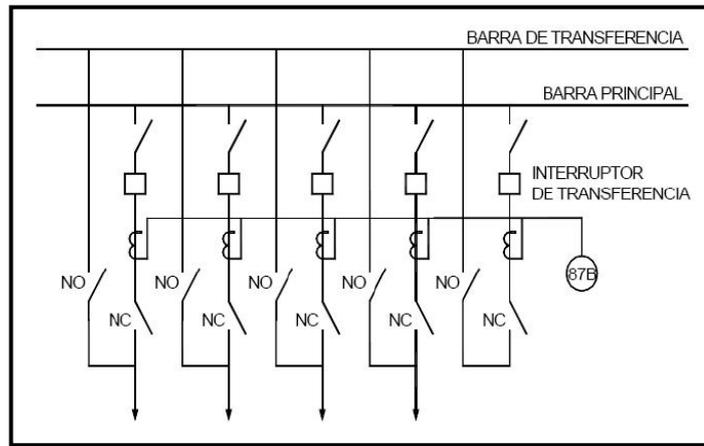


Figura. 3.4. Barra principal y barra de transferencia.

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.

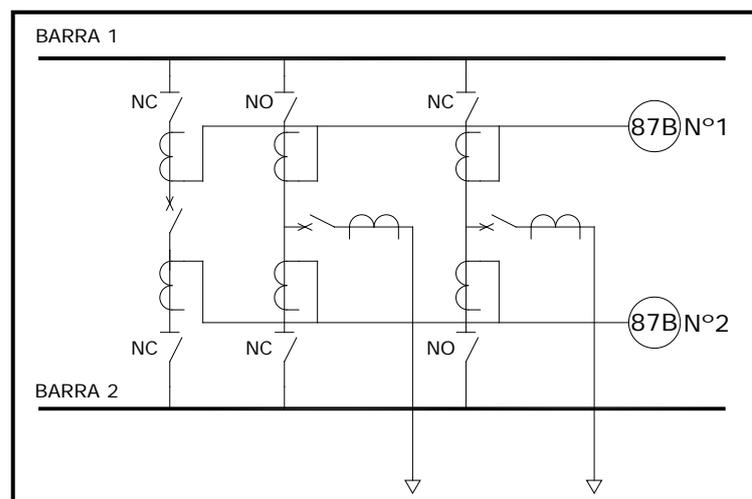


Figura. 3.5. Barra Doble con sus dos Protecciones de Barras.

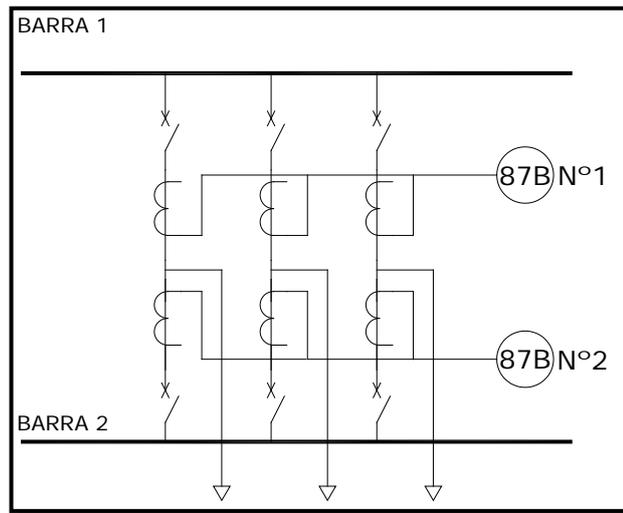


Figura. 3.6. Barra Doble con sus dos Protecciones de Barras

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

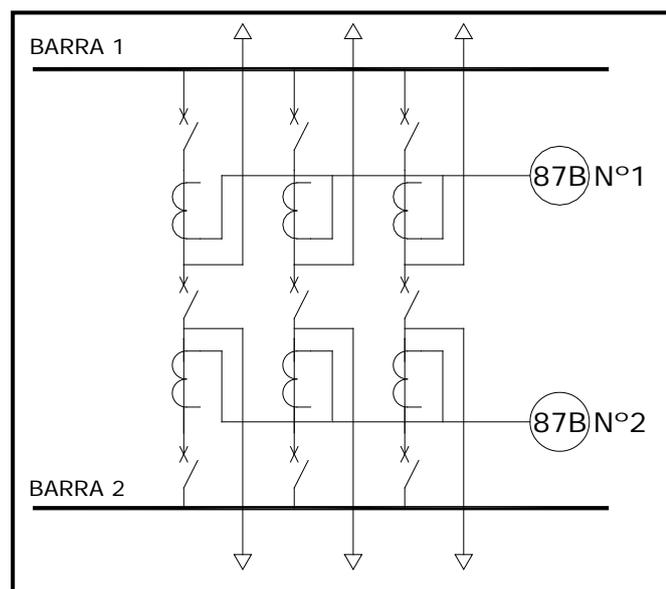


Figura 3.7. Configuración "Disyuntor y 1/2"

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 CT'S's trayendo como consecuencia el daño permanente del núcleo o del CT'S mismo. 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. 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. Protecciones de sobre y bajo voltaje.

La protección de sobre y bajo 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.

3.4.3. 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. Elementos del sistema de protección.

La Fig 3.8 muestra un diagrama esquemático básico de la ubicación de los dispositivos que forman parte del sistema de monitoreo y protección de una parte del sistema de potencia que involucra una línea de transmisión y una barra.

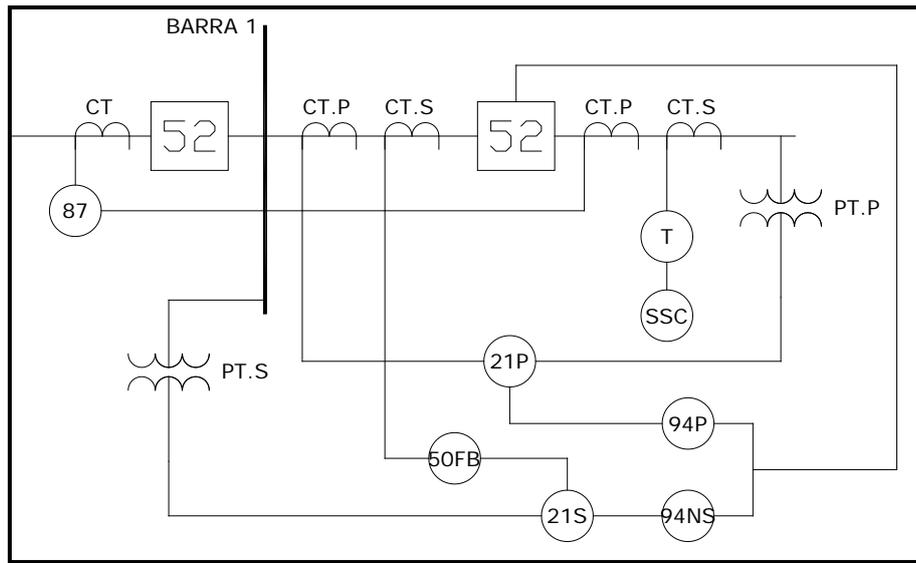


Fig. 3.8 Diagrama esquemático del sistema de monitoreo y protección de barras y de líneas de transmisión en el SNT.

De la Fig 3.8. se distinguen los siguientes componentes para la protección primaria de líneas de transmisión:

- Un transformador de corriente para alimentar el circuito de la protección primaria (C.T.P) y otro para el de la protección secundaria (C.T.S) de líneas de transmisión.
- Dos transformadores de voltaje. Uno en la línea que alimenta a la protección primaria (P.T.P) y otro en la barra que alimenta a la protección secundaria de líneas de transmisión (P.T.S).
- Dos relés de disparo (94P y 94NS) para ser accionados por los circuitos de protección primaria y secundaria, respectivamente.

Para protección de barra, falla de disyuntor, y mediciones:

- Dos Transformadores de corriente que alimentan al relé 87 de la protección diferencial de la barra X.
- Se tiene el relé de sobrecorriente para fallas de disyuntor (50 FB) en serie con el relé de distancia de la protección secundaria (21S).
- Transformadores de corriente para medición en tableros de la subestación y para el sistema de control y monitoreo remoto. Los medidores están en los tableros (T) de las subestaciones.

3.5.1. Esquema de operación del sistema de protección primaria

En la figura 3.9, se muestra parte del circuito de contactos de la protección primaria piloto de sobre alcance de disparo transferido.

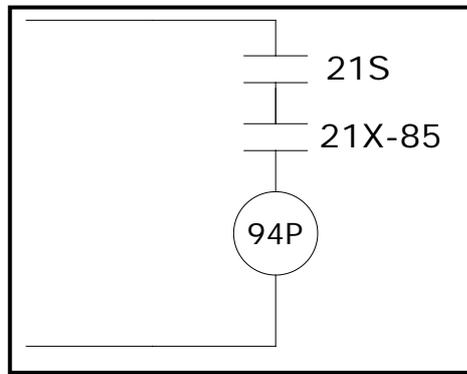


Figura 3.9. Circuito de contactos, protección piloto.

De la figura anterior, se puede especificar que la operación del disparo primario que funciona de la siguiente manera:

- Ocurre una falla en la línea.
- El relé de distancia 21P censa la falla y cierra contactos de manera instantánea (muy corto tiempo).
- Ocurre la confirmación de la señal carrier (corriente portadora) en el relé auxiliar 21X-85 y cierra contactos. La confirmación de la señal carrier es cuando el relé auxiliar 21X-85 censa señal de recibo y emite señal de envío carrier, entonces se confirma que la falla está en su zona de protección.
- A continuación, se energiza el relé auxiliar de disparo 94P y manda a accionar al disyuntor (52) aclarando la falla.
- Total de tiempo transcurrido de 50mS a 100mS (3 a 6 Ciclos).

3.5.2. Esquema de operación del sistema de protección secundaria.

En la figura. 3.10. se muestra parte del circuito de la protección secundaria por zonas de distancia.

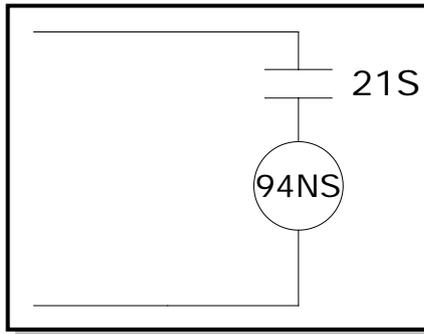


Fig. 3.10. Circuito de contactos, protección por zonas

De la figura anterior, se puede especificar que la operación del disparo secundario funciona de la siguiente manera:

- Ocurre una falla en la línea.
- El relé de distancia 21S censa la falla y actúa cerrando contactos en un tiempo de acuerdo a la zona en donde se detecte la falla.
- Se energiza el relé auxiliar de disparo 94NS y manda a accionar al disyuntor 52 aclarando la falla.

3.5.3. Protección ante falla de disyuntor.

La protección para falla del disyuntor actúa cuando hay problemas mecánicos con el disyuntor. Esta protección pone a todos los circuitos de la barra fuera de servicio, o sea despeja todas las alimentadoras de la barra.

Parte de su circuito de contactos se muestra en la figura 3.11.

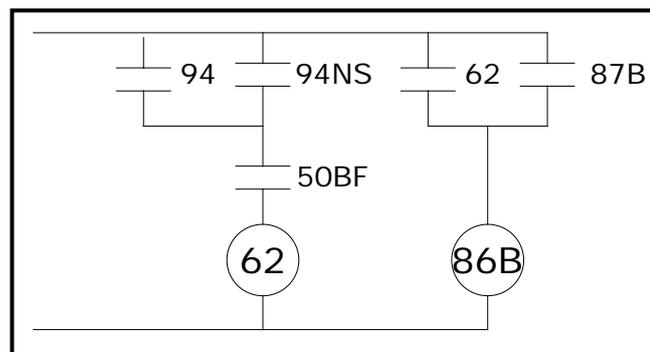


Fig. 3.11. Circuito de contactos, protección falla de disyuntor

Del gráfico anterior, el relé para falla de Disyuntor (50BF) es de sobrecorriente. Hay dos criterios que se usaron para el ajuste de la corriente de puesta en trabajo: La mínima corriente de falla en la línea o la corriente obtenida de un porcentaje sobre la máxima carga de MVAS.

Si ocurre una falla en la línea:

- Cualquiera de los relés auxiliares de disparo de protección primaria 94P o de protección secundaria 94NS actúan en respuesta a la acción de los relés de distancia 21.
- La corriente de falla hace operar al relé 50BF, por estar ajustado para operar a una corriente de falla baja, cierra sus contactos y permite la operación del relé auxiliar 62.
- El 62 es un relé retardador de tiempo (de hasta 100mS), si pasado dicho tiempo la falla no es despejada, entonces cierra contactos y energiza al relé auxiliar 86B que saca fuera de servicio a toda barra.
- En el caso de fallas en la barra, la protección diferencial de barra (relé 87B), puede también actuar sobre el relé 86B teniendo el mismo efecto, despeje de la barra.

3.5.4. Nomenclatura y definiciones de las protecciones eléctricas.

#	DEFINICIÓN
21	RELÉ DE DISTANCIA
25	RELÉ DE SINCRONIZACIÓN
27	RELÉ DE BAJO VOLTAJE
32	RELÉ DIRECCIONAL DE POTENCIA
37	RELÉ DE BAJA CORRIENTE O BAJA POTENCIA
50	RELÉ DE SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEA
50	RELÉ DE FALLA DE DISYUNTOR
51	RELÉ DE SOBRECORRIENTE CON RETARDO DE TIEMPO
52	DISYUNTOR
59	RELÉ DE SOBREVOLTAJE
62	RELÉ DE APERTURA O CIERRE TEMPORIZADO
64	RELÉ DE PROTECCIÓN A TIERRA

67	RELÉ DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL
68	RELÉ DE BLOQUEO
70	REÓSTATO
74	RELÉ DE ALARMA
79	RELÉ DE RECIERRE TRIPOLAR Y HASTA 4 INTENTOS
83	RELÉ DE CONTROL TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA
85	RELÉ DE HILO PILOTO O CARRIER
86	RELÉ DE BLOQUEO
87	RELÉ DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL
89	SECCIONADOR DE LÍNEA
94	RELÉ DE DISPARO
21G	DISTANCIA DE TIERRA

CAPITULO IV

APLICACIÓN DE LOS RELÉS MULTIFUNCIÓN EN ESQUEMAS DE BARRAS DE UN SISTEMA.

4.1. Introducción.

El Sistema de Protecciones es un sistema integralmente numérico: todos los relés son de tecnología de procesamiento digital de señales, basado en microprocesador de última generación.

Los relés de protección realizan principalmente las funciones de protección del sistema eléctrico de potencia. Adicionalmente, los relés funcionan como unidades electrónicas inteligentes (IED'S), las cuales realizan la adquisición de datos para el Sistema de Control Numérico: Mediciones, Alarmas, Señalización y Control de los Interruptores.

Los relés disponen también de entradas lógicas programables, las cuales pueden ser utilizadas para el control, enclavamiento eléctrico, inicio de secuencia de recierre, e inicio de la función de Falla Interruptor.

Todos los relés tienen capacidad de almacenamiento de datos oscilográfica en condiciones normales y durante los períodos de falla del sistema. Los relés registran los eventos sincronizados a través de una base de tiempo común proporcionada por un reloj patrón (GPS). Los relés pueden ser ajustados local y remotamente desde un Centro de Control.

En los últimos Sistemas de Protecciones que han sido desarrollados, se ha incorporado la nueva Tecnología de los Relés Digitales.

Se describe como una nueva generación de Relé modulares con plataforma común. Cuenta con una Lógica flexible, tres Puertos de Comunicaciones, un software para total acceso al relé, memoria Flash y tecnología modular para actualizaciones.

El desarrollo y la implantación progresiva de tecnología digital basada en microprocesadores y técnicas numéricas de proceso de señal a los equipos de protección.

La capacidad que esta tecnología proporciona a los equipos multifunción, reduciéndose el número de componentes necesarios, eliminando elementos redundantes tanto en la captura de magnitudes y estados, reduciendo el cableado entre componentes y eliminando elementos auxiliares.

4.2. Arquitectura de una subestación.

La figura muestra el esquema simplificado de una subestación.

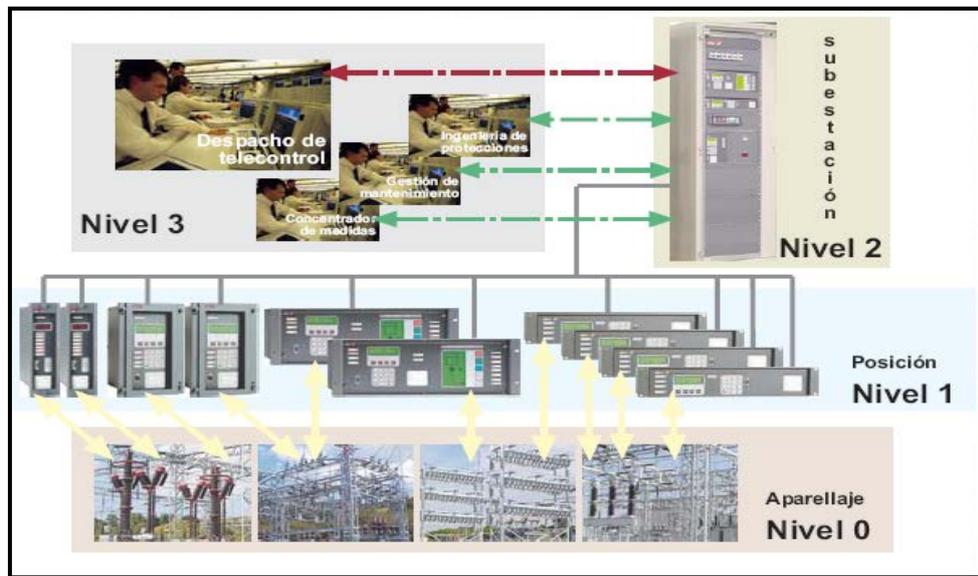


Fig. 4.1. Arquitectura de una subestación Circuito.

4.2.1. Nivel 0.

Lo conforma el conjunto de equipos primarios de la subestación (interruptores, transformadores y sus elementos de interfase con el sistema secundario de protección, control y automatización (transformadores de medida, bobina de accionamiento).

El sistema de protección, control y automatización esta representado en dos niveles.

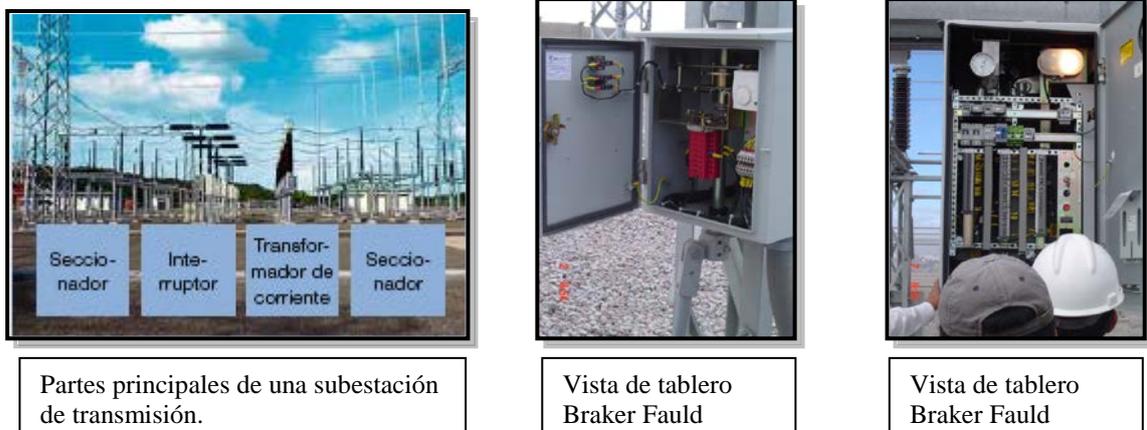


Fig. 4.2. Equipos de una subestación.

4.2.2. Nivel 1.

Nivel de los terminales de protección, control y medida: Éste es el nivel correspondiente de los DEI's (Dispositivos Electrónicos Inteligentes), que están conectados directamente a los elementos eléctricos primarios y serán: los relés, los registradores de disturbios y los medidores multifunción (MM). Además, en este nivel se encuentran también los MCAD's (Módulos de Control y Adquisición de Datos), que son los dispositivos electrónicos que permiten la comunicación entre los DEI's de este nivel y los niveles superiores.

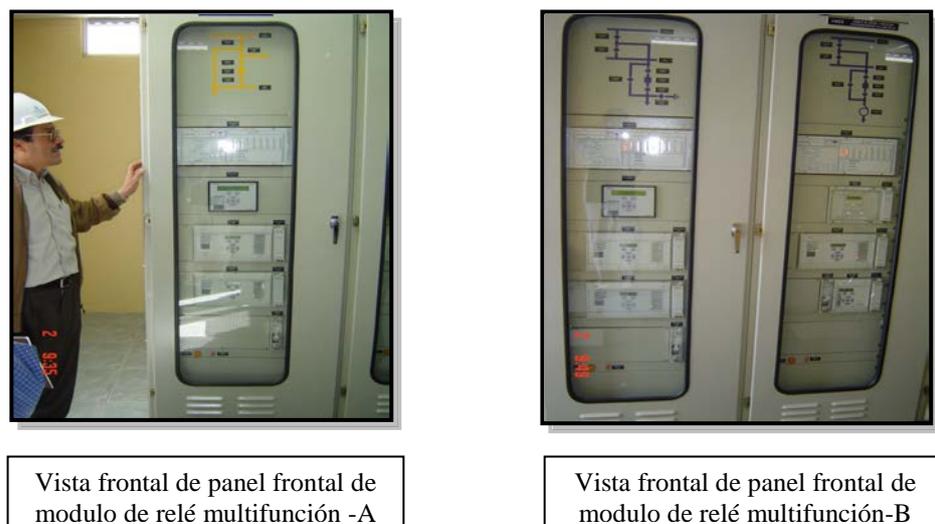


Fig. 4.3. Tableros dúplex de una subestación.

4.2.3. Nivel 2.

La CI (Consola de Ingeniería), está situada en un gabinete vertical en la sala de tableros de la caseta principal de control, la CI se sitúa en un estudio ergonómico dentro de la sala de despachos en la misma caseta de principal de control.

El Nivel 2 corresponde a los equipos centrales del sistema, que se comunican de las subestaciones modernas se controlan a distancia, y la comunicación entre la subestación y el centro de control remoto se realiza mediante una red de área extensa (WAN). En la actualidad, los nuevos tendidos aéreos o las conexiones de cables de potencia se equipan con fibra óptica para mantener el sistema de comunicaciones de protección y la WAN.



Fig. 4.4. Estación de monitoreo de la subestación de transmisión.

El desarrollo de este trabajo está enfocado en los rele numérico de tecnología microprocesadores aplicados en la unidad de Bahía.

4.2.4 Nivel de control de bahía.

En este nivel de control de bahía, está conformado por todos aquellos elementos encargados de las funciones automáticas de protección supervisión y control asociadas a las bahías, tales como:

- Protección de líneas y transformadores.
- Protección de barras.
- Protección contra fallas en los interruptores.
- Medición.
- Registro de eventos.

Las funciones son realizadas por los relés de protección, relés de medición, controladores de bahía y en general IEDs de nuevas generaciones.

Este nivel es el encargado de interactuar directamente con el nivel de campo, obteniendo la data con entradas y salidas analógicas y discretas. Así mismo, este nivel puede realizar las funciones de monitoreo y operación de la bahía asociada, todas estas funciones las realiza un sistema de automatización de subestación que contiene dispositivos programables del secundario, conocidos como dispositivos electrónicos inteligentes (IED) para tareas de control, supervisión, protección y automatización.

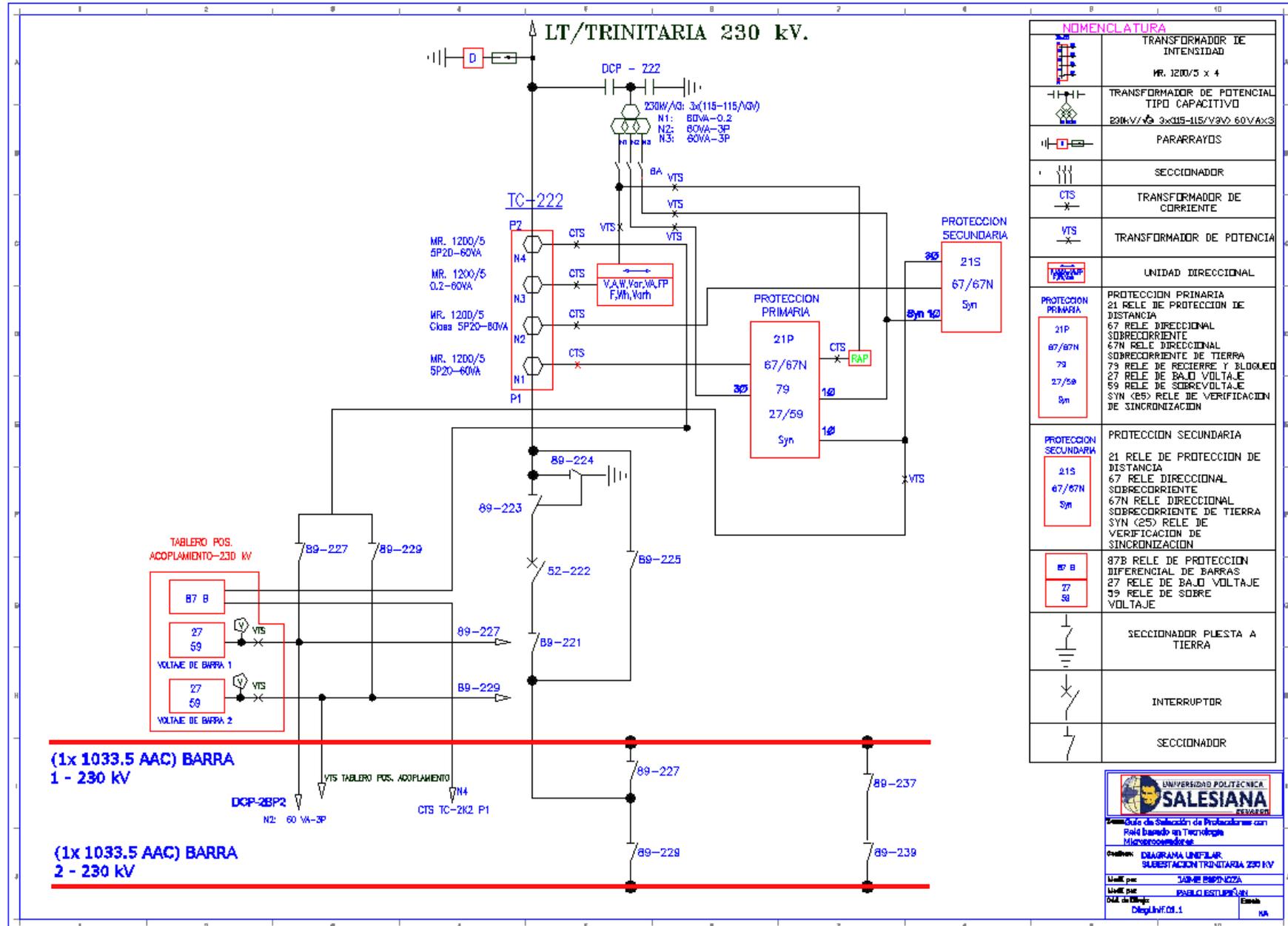
4.3. Esquemas de protección de subestaciones de transmisión.

Para definir la protección de las subestaciones de transmisión se establecen zonas de protección que son: barras, transformadores, reactores y bancos de capacitores.

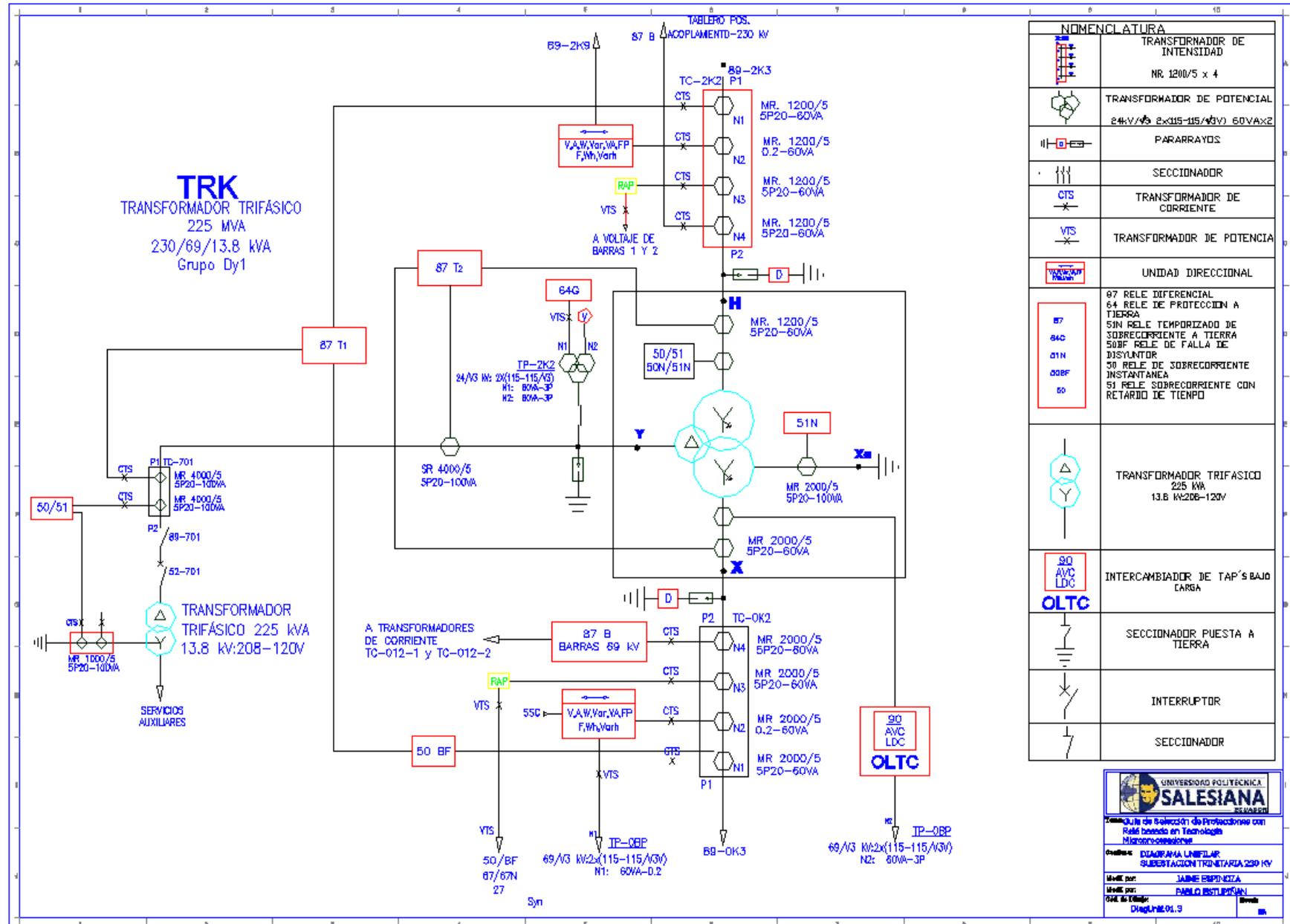
Para los transformadores las protecciones son definidas según la potencia de estos equipos, de acuerdo a lo siguiente:

- Pequeños Potencia mayor o igual a 1 MVA y menor que 5 MVA
- Medianos Potencia mayor o igual a 5 MVA y menor que 50 MVA
- Grandes Potencia mayor o igual a 50 MVA

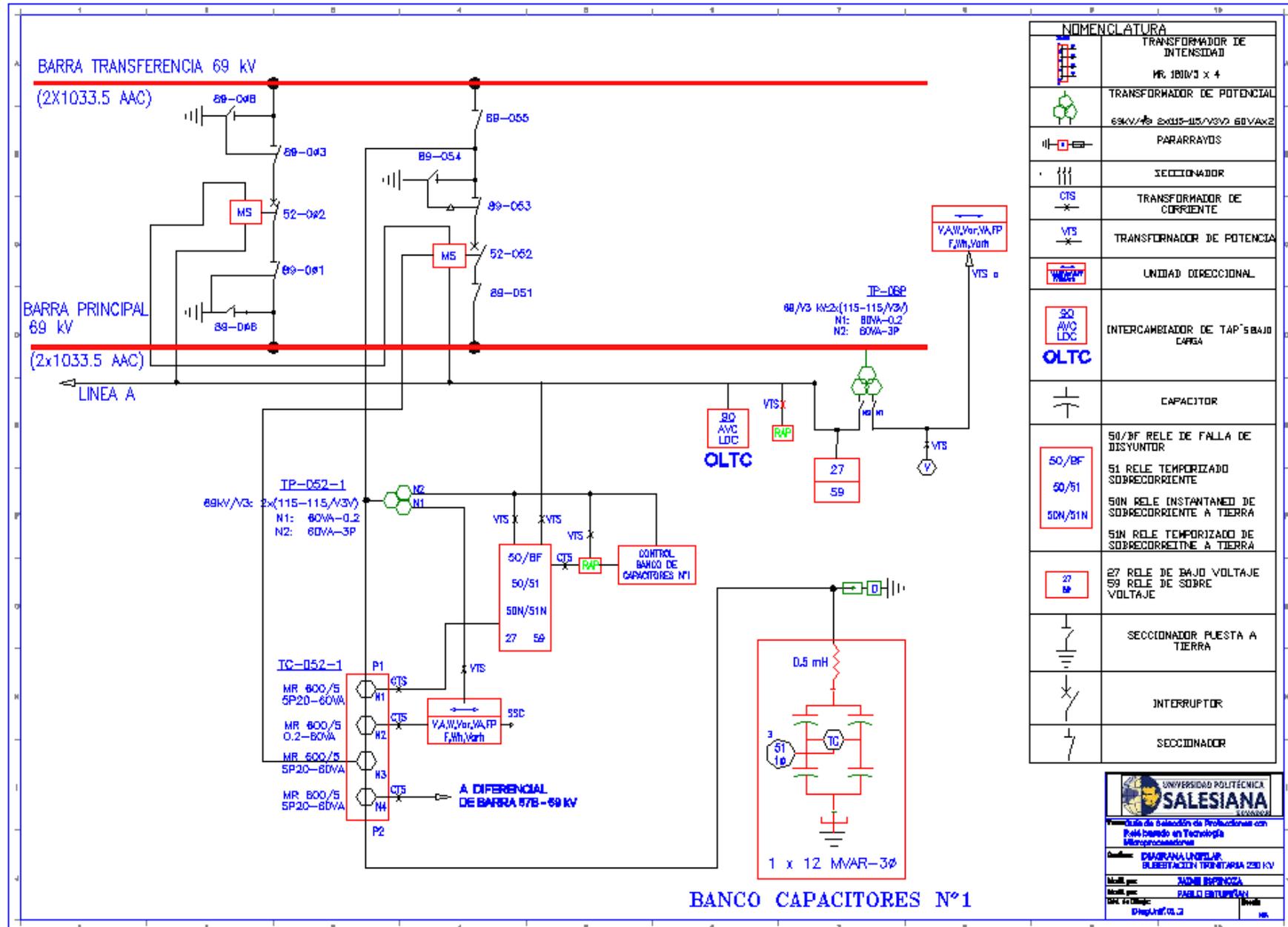
4.3.1. Aplicación de relé multifunción en un esquema barra doble.



4.3.2 Aplicación de relé multifunción de un esquema de barra doble con protección a transformador.



4.3.3. Aplicación de relé multifunción en un esquema barra principal y transferencia



CONCLUSIONES.-

- Los relés han evolucionado a través del tiempo, pasando desde individuales para cada función hasta los actuales multifuncionales que incorporan softwares de protección, medida y control. De esta manera se vuelve mucho más accesible el manejo de una subestación, obteniendo toda la información de los parámetros que actúan en su funcionamiento de forma más rápida y permitiendo que su arreglo se lo haga desde servidores y no en sitio.
- 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.
- El buen funcionamiento de un rele de protección esta relacionado con el comportamiento del transformador de corriente y de potencial asociado.
- La ventaja de utilizar reles numéricos es que ayudan a corregir todos los factores que influyen en el buen funcionamiento de rele.
- 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.
- 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.

- Todas las funciones de protección explicadas son en sí iguales para cada tipo de equipo que se quiera resguardar, sea éste en la central como en cualquier otro sitio en que se requiera protección eléctrica. La diferencia básica se encuentra en los ajustes hechos después de hacer los respectivos análisis y en la forma de implementación de los mismos.
- El Registrador Automático de perturbaciones y eventos (RAP) guarda toda la información de las variables actuantes en una subestación, así como los sucesos diarios que han ocurrido, en el sistema de protecciones. Llegan a guardar información de varios meses en sus memorias, por lo que en caso de análisis de alguna falla, se puede recurrir a él para investigar y determinar las reales causas. Su funcionamiento es similar al de una caja negra en los aviones.

RECOMENDACIONES.-

En el presente trabajo se desarrollo la aplicación de únicamente un tipo de proteccion para cada elemento de la subestacion, aun cuando se describio el conjunto de protecciones que cada elemento debería tener. De aquí que será importante seguir con la investigación mas detalla en cada uno de los elementos de proteccion que completen un esquema total de protecciones de subestaciones.

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 necesitan, efecto de saturación que tendrá a dicho nivel y otros parámetros necesarios para que tenga un mejor funcionamiento la proteccion, por lo que seria recomendable hacer un estudio mas detallado de los CT'S's y TP's tomando en cuenta los parámetros necesarios.

La coordinación de protecciones es otra parte importante en la proteccion, por lo que se debería seguir su estudio, previo la obtención de todas las protecciones necesarias en la S/E.

BIBLIOGRAFIA.

1. Russell Mason, C., El Arte y la Ciencia de la Protección por Relevadores, Ed. CECSA, 1998, edición en español. Edición en inglés: The Art & Science of Protective Relaying, Ed. General Electric, Co.
2. Catalogo electronico de producto Multilin, página web: www.ge.com/indsys. y catálogo electrónico 2005 Product Catalog, de relevadores y accesorios de protección digitales.
3. Aplicaciones de Rele de Protección "SIPROTEC" Siemens.- Catálogos de equipos eléctricos de potencia, de protección, control y medición en Subestaciones de Transmision
4. Raúl Martín, José, Diseño de Subestaciones Eléctricas, Ed. McGraw-Hill, 1995

ANEXOS.

A1. Diferencia filosófica entre normas ANSI e IEC

La filosofía constitutiva subyacente en los lenguajes simbólicos de ambas normas es radicalmente distinta, por lo cual es una práctica indebida mezclar ambas normas al elaborar planos.

Mientras que la norma ANSI establece un número funcional que designa totalmente una función de protección y todos los elementos constitutivos de una misma función, independientemente de su naturaleza o principio de operación, recibiendo el mismo número funcional, con sufijos para diferenciarlos y haciendo la diferencia en la naturaleza del principio de funcionamiento del elemento al dibujarlo, la norma IEC está orientada a representar en el dibujo mismo el principio de funcionamiento y la cantidad actuante, utilizando la designación de los elementos con otros fines. De hecho, la designación de elementos según la norma IEC tiene cuatro posibles connotaciones: Designación por división jerárquica de la instalación (designación “=”), designación por localización física del elemento (designación “+”), designación funcional (designación “-“) e identificación de punto de conexión (designación “:”).

Por ejemplo, el relé de falla interruptor, designado bajo norma ANSI con el número funcional 51BF, no se distingue de un relé de sobrecorriente cualquiera bajo la norma IEC.

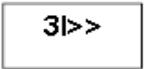
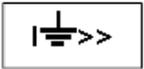
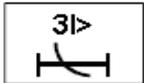
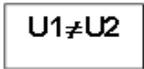
En la tabla se indica los agentes que actualmente están conectados al SNT.

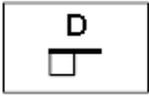
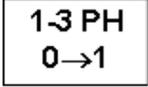
SUBESTACIÓN	NIVEL DE VOLTAJE (KV)	ESQUEMA DE BARRA	AGENTE	ALIMENTADORES	TIPO
PASCUALES	138	Barra principal y transferencia	ELECTROQUIL	Electroquil 3 (176 MW)	Generador
			EMEPE	CEDEGE	Gran Consumidor
	69		ELECTROGUAYAS	C. T. Enrique García	Generador
			EMELGUR	Daule	Distribuidor
				V. Guayas	
			CATEG	Cervecería	
Vergeles					
INTERAGUA	Gran Consumidor				
TRINITARIA	230	Barra Simple	TERMOGUAYAS	TERMOGUAYAS (180 MW)	Generador
	138	Doble Barra con acoplador	ELECTROGUAYAS	C. T. Trinitaria (133 MW)	Generador
			INTERVISA TRADE	Barcaza Victoria II (105 MW)	Generador
	69	DB con acoplador	CATEG	Guasmo	Distribuidor
				Pradera	
			Padre Canals		
			ULYSSEAS INC.	Power Barge I (30 MW)	Generador
SALITRAL	138	Barra principal y transferencia	ELECTROQUIL	C.G. Zevallos T1 Y T2	Generador
			ELECTROGUAYAS		
POLICENTRO	69	Barra Simple	CATEG	Tres Cerritos	Distribuidor
				Cristavid	
				Piedrahita	
				Fco. De Orellana	

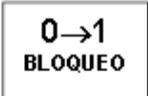
A2. Simbología según Norma ANSI/IEEE e IEC.

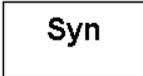
De acuerdo con lo anterior, a continuación se presenta la simbología más empleada en el campo de los sistemas de protección de líneas, transformadores, barras y generadores. En la columna izquierda está la definición de la protección o relé, en la columna central la representación ANSI/IEEE y en la columna derecha la simbología IEC.

Función	ANSI/IEEE	IEC
<p>Relé de bajo voltaje es un relé que funciona sobre un valor dado de baja tensión.</p>	27	<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; display: inline-block;">3U<</div>
<p>Relé direccional de potencia es un dispositivo que funciona sobre un valor deseado de flujo de potencia en una dirección dada.</p>	32	<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; display: inline-block;">P →</div>
<p>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.</p>	37	<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; display: inline-block;">P<</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; display: inline-block;">I<</div>
<p>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 amadura en una máquina AC indicando anomalía en el campo de excitación.</p>	40	<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; display: inline-block;">If<</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; display: inline-block;">Q></div>
<p>Relé de corriente de fase inversa o de balance de fases es un relé que funciona cuando las corrientes están en inversión de fases o desbalanceadas o contienen componentes de secuencia negativa.</p>	46	<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; display: inline-block;">I₂></div>
<p>Relé de secuencia de fases es un relé que funciona sobre un valor predeterminado de voltaje polifásico en una secuencia de fases deseada.</p>	47	No Definido
<p>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.</p>	49	<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; display: inline-block;">σ></div>
<p>Relé de sobretensión del aceite</p>	49D	<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; display: inline-block;">σ></div>

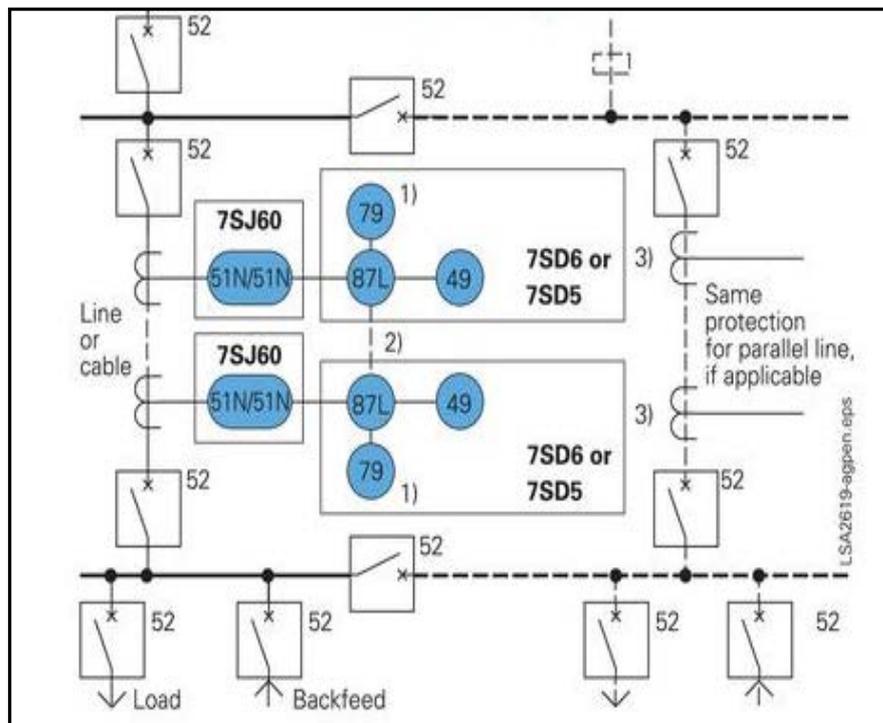
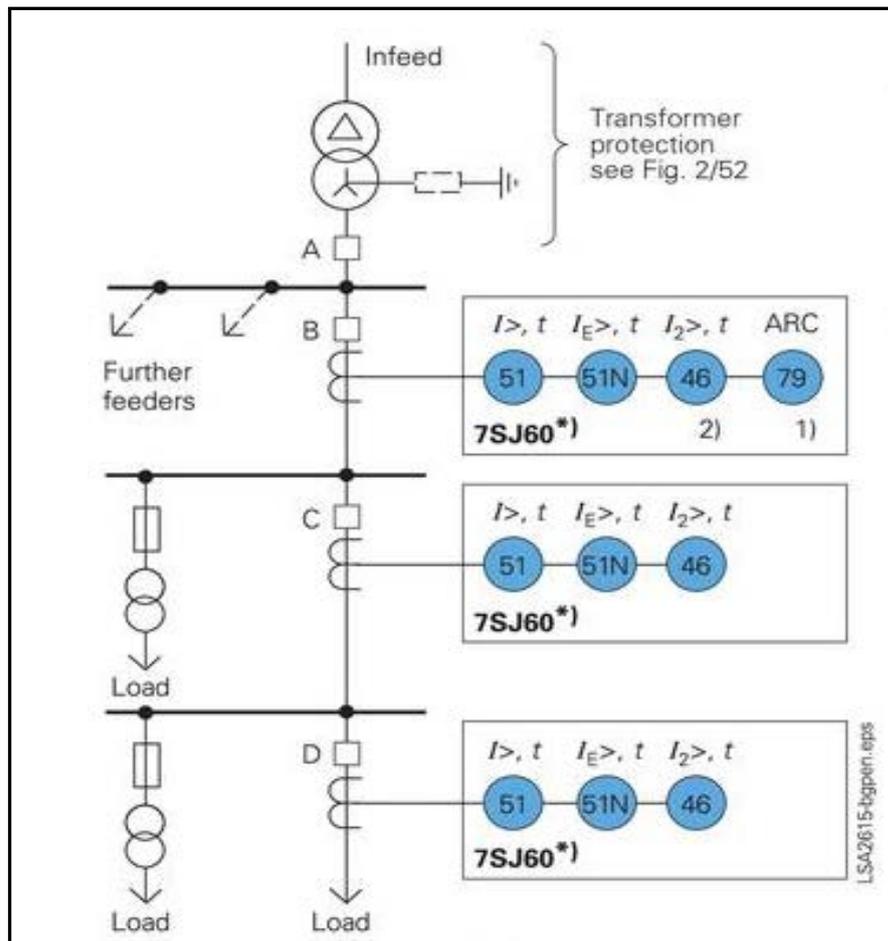
Función	ANSI/IEEE	IEC
<p>Relé instantáneo de sobrecorriente es un relé que funciona instantáneamente ante un valor excesivo en la corriente indicando una falla en el aparato o circuito protegido.</p>	50	
<p>Relé instantáneo de sobrecorriente de tierra</p>	50N	
<p>Relé de falla interruptor</p>	51BF	
<p>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.</p>	51	
<p>Relé temporizado de sobrecorriente de tierra</p>	51N	
<p>Interruptor de corriente alterna</p>	52	
<p>Relé de sobretensión es un relé que opera a un tiempo determinado cuando se supera un valor de voltaje específico.</p>	59	
<p>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.</p>	60	
<p>Relé de presión es un suiche que opera con el aumento o descenso de la presión o rangos de variación en la misma.</p>	63	

Función	ANSI/IEEE	IEC
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	
Dispositivo de alivio de presión: Es un dispositivo mecánico que actúa permitiendo la salida de aceite, cuando la sobrepresión dentro 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	

Función	ANSI/IEEE	IEC
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	

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	

A3. Sistema de Protección Tipo Radial.



A4.sistema de protección para líneas de transmisión.

