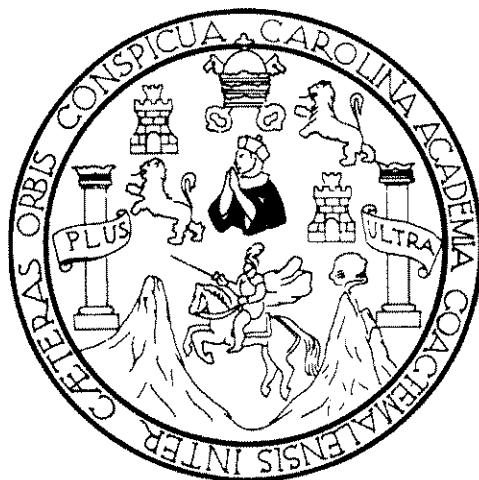


UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

**CONSIDERACIONES PARA EL CAMBIO DE
CONFIGURACION EN EL MONTAJE DE
SUBESTACIONES DE 230 kV**



TESIS

PRESENTADA A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERIA
POR

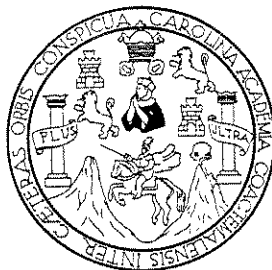
ROGELIO GIOVANNI SALAZAR DONIS

AL CONFERIRSELE EL TITULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, JULIO DE 1997

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

MIEMBROS DE LA JUNTA DIRECTIVA

DECANO: ING. HERBERT RENÉ MIRANDA BARRIOS
VOCAL 1o: ING. MIGUEL ÁNGEL SÁNCHEZ GUERRA
VOCAL 2o: ING. JACK DOUGLAS IBARRA SOLÓRZANO
VOCAL 3o: ING. JUAN ADOLFO ECHEVERRÍA MÉNDEZ
VOCAL 4o: BR. VÍCTOR MANUEL LOBOS ALDANA
VOCAL 5o: BR. WAGNER GUSTAVO LÓPEZ CÁCERES
SECRETARIA: INGA. Y LICDA. GILDA MARINA CASTELLANOS
DE ILLESCAS

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN

GENERAL PRIVADO

DECANO: ING. JORGE MARIO MORALES
EXAMINADOR: ING. JUAN FERNANDO MORALES MAZARIEGOS
EXAMINADOR: ING. EDWIN RAMÓN RODAS SOLARES
EXAMINADOR: ING. JULIO ROBERTO URDIALES CONTRERAS
SECRETARIO: ING. EDGAR JOSÉ AURELIO BRAVATTI CASTRO

08
T(4039)

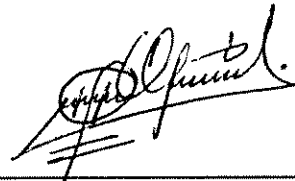
C.4

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de tesis titulado:

CONSIDERACIONES PARA EL CAMBIO DE CONFIGURACIÓN EN EL MONTAJE DE SUBESTACIONES DE 230 KV

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica con fecha 30 de julio de 1992, Ref. EIME.156.92.



Rogelio Giovanni Salazar Donis.

AGRADECIMIENTO

A:

Dios todopoderoso

Mis Padres

- Rogelio Salazar Barrera
- Paula Donis de Salazar

Mi esposa

- María Magdalena Puente de Salazar

Mis hijas

- Ana María
- María Magdalena
- María de los Angeles

Mis Abuelos

- Daniel Salazar
- Canuta de Salazar
- Francisco Donis
- María Teresa de Donis

Mis hermanos

- Ivan
- Sandra
- Misael

Mi familia en general

La familia Medinilla Rodríguez

Mis amigos y compañeros de trabajo

Guatemala, 4 de noviembre de 1996.

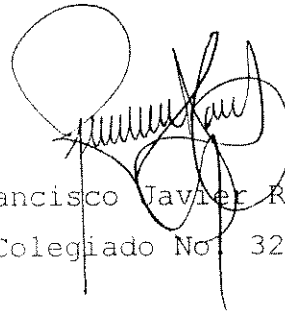
Ingeniero
Angel García Martínez
Coordinador del Area
Potencia
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica,
Universidad de San Carlos de Guatemala.

Ingeniero Garcia.

Por este medio hago de su conocimiento que he revisado completamente el trabajo de tesis del señor Rogelio Giovanni Salazar Donis titulado **CONSIDERACIONES PARA EL CAMBIO DE CONFIGURACIÓN EN EL MONTAJE DE SUBESTACIONES DE 230 KV**, manifestándole que, la misma, llena los objetivos propuestos en el anteproyecto de tesis y, por lo tanto, le doy mi aprobación.

Asimismo, le manifiesto que comparto con el autor de esta tesis, la responsabilidad por el contenido y conclusiones de la misma.

Atentamente:



Ing. Francisco Javier Rivera Canek
Colegiado No. 3296

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

Escuelas de Ingeniería Civil, Ingeniería
Mecánica Industrial, Ingeniería Química,
Ingeniería Mecánica Eléctrica, Técnica
y Regional de Post-grado de Ingeniería
Sanitaria.

Ciudad Universitaria, zona 12
Guatemala, Centroamérica

Guatemala, 17 de abril de 1,997

Señor Director

Ing. Miguel Angel Sánchez Guerra
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica.

Señor Director.

Me permito dar aprobación al trabajo de tesis titulado:
Consideraciones para el cambio de configuración en el montaje de
subestaciones de 230 KV, desarrollada por el señor Rogelio Giovanni
Salazar Donis, ya que considero que cumple con los requisitos
establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,

ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. Angel J. García Martínez
Coordinador Area de Potencia

AJGM/sdem.

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

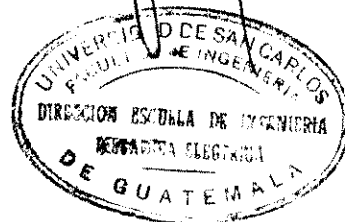
Escuelas de Ingeniería Civil, Ingeniería Mecánica Industrial, Ingeniería Química, Ingeniería Mecánica Eléctrica, Técnica y Regional de Post-grado de Ingeniería Sanitaria.

Ciudad Universitaria, zona 12
Guatemala, Centroamérica

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Area, al trabajo de tesis del estudiante Rogelio Giovanni Salazar Donis, titulada: Consideraciones para el cambio de configuración en el montaje de subestaciones de 230 KV, procede a la autorización del mismo.

Ing. Miguel Ángel Sánchez Guerra
Director

Guatemala, 8 de mayo de 1,997.



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

Escuelas de Ingeniería Civil, Ingeniería
Mecánica Industrial, Ingeniería Química,
Ingeniería Mecánica Eléctrica, Técnica
y Regional de Post-grado de Ingeniería
Sanitaria.

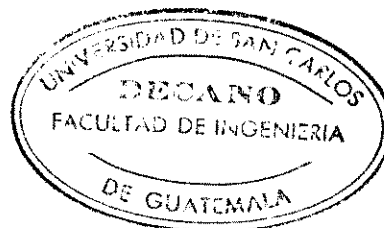
Ciudad Universitaria, zona 13
Guatemala, Centroamérica

El Decano de la Facultad de Ingeniería, luego de conocer la autorización por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de tesis: **Consideraciones para el cambio de configuración en el montaje de subestaciones de 230 KV**, del estudiante Rogelio Giovanni Salazar Donis, procede a la autorización para la impresión de la misma.

IMPRIMASE:


Ing. Herbert René Miranda Barrios
Decano

Guatemala, junio de 1997



ÍNDICE GENERAL

GLOSARIO	vii
INTRODUCCIÓN	xii
HIPÓTESIS	xiv
1. RESUMEN TÉCNICO DE LA INSTALACIÓN EN DOBLE BARRA CON INTERRUPTOR DE ACOPLAMIENTO DE BARRAS	1
1.1 Características técnicas del equipo.	1
1.2 Descripción de equipos de potencia.	2
1.3 Descripción de relevadores de protección.	10
1.4 Esquema de protección para la configuración de doble barra.	12
1.5 Lógica de operación para la configuración de doble barra.	17
1.6 Consideraciones mínimas para retirar el equipo de la subestación con configuración de doble barra.	18
2. TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO PARA SUBESTACIÓN	23
2.1 Filosofía para la aplicación de transformadores de instrumento.	23
2.2 Aplicación de los transformadores de instrumento.	23
2.3 Transformadores de corriente.	24
2.4 Transformadores de voltaje.	33
2.5 Comparación entre las clases de precisión para las normas ANSI e IEC para transformadores de corriente.	37
2.6 Cuidados para el transporte de transformadores de instrumento.	40

3.	DISPOSITIVOS DE OPERACIÓN	41
3.1	Principios de los dispositivos de operación.	41
3.2	Dispositivos de operación para seccionadores.	41
3.3	Dispositivo de operación para interruptor de potencia.	45
3.4	Mantenimiento de dispositivos de operación tipo BLG302C.	51
3.5	Cableado y voltajes de control en dispositivos de operación.	53
3.6	Enclavamientos en dispositivos de operación.	54
4.	LÓGICA DE OPERACIÓN DE LA SUBESTACION BAJO LA CONFIGURACIÓN DE BARRA SIMPLE CON BARRA E INTERRUPTOR DE TRANSFERENCIA	55
4.1	Lógica de operación.	55
4.2	Definición de enclavamientos.	55
4.3	Protección contra maniobras erróneas.	56
4.4	Diseño de la lógica de operación para la configuración de barra simple con barra e interruptor de transferencia.	57
5.	PROTECCIONES DE LA SUBESTACION BAJO LA CONFIGURACIÓN DE BARRA SIMPLE CON BARRA E INTERRUPTOR DE TRANSFERENCIA	67
5.1	Filosofía de protección.	67
5.2	Aspectos mínimos para la aplicación de un esquema de protección.	67
5.3	Definición del sistema de protección por relevadores.	68
5.4	Esquema de protección para la configuración de barra simple con barra e interruptor de transferencia	85

CONCLUSIONES

xv

RECOMENDACIONES

xvi

BIBLIOGRAFÍA

xvii

LISTA DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

- 1.1 Interruptor de potencia de 230 kV.
- 1.2 Seccionador de línea con cuchilla de puesta a tierra de 230 kV.
- 1.3 Transformador de corriente de 230 kV.
- 1.4 Diagrama eléctrico de transformador de potencial capacitivo de 230 kV.
- 1.5 Transformador de potencial capacitivo de 230 kV.
- 1.6 Esquema de protecciones simplificado para la configuración de doble barra con interruptor de acoplamiento.
- 1.7 Diagramas lógicos de operación campo de línea. (1)
- 1.8 Diagramas lógicos de operación campo de línea. (2)
- 1.9 Diagramas lógicos de operación campo de acoplamiento. (3)
- 1.10 Diagramas lógicos de operación campo de acoplamiento. (4)
- 2.1 Curvas de magnetización de los materiales usados en la construcción de núcleos.
- 2.2 Curvas típicas de excitación para transformadores de corriente de relación múltiple clase C.
- 2.3 Curva típica de relación de sobrecorriente para transformadores de corriente clase T.
- 2.4 Rectángulo típico de error compuesto según normas IEC.
- 2.5 Romboide típico de error compuesto según normas ANSI.
- 3.1 Panel de control para seccionadores y cuchillas de puesta a tierra.
- 3.2 Diagrama eléctrico del dispositivo de operación BCM12 para seccionadores y cuchillas de puesta a tierra.
- 3.3 Panel de control para interruptor de potencia.
- 3.4 Diagrama eléctrico y diagrama simplificado del dispositivo de operación BLG302C para interruptor de potencia.
- 4.1 Representación general de una compuerta lógica en diagrama de bloque.
- 4.2 Compuertas lógicas básicas.
- 4.3 Diagrama unifilar simplificado para la configuración de barra simple con barra e interruptor de transferencia.

- 4.4 Diagramas lógicos de operación para campos de línea. (5)
- 4.5 Diagramas lógicos de operación para campos de línea. (6)
- 4.6 Diagramas lógicos para transferencia de protecciones y operación para campo de transferencia. (7)
- 4.7 Diagramas lógicos de operación para campo de transferencia. (8)
- 5.1 Diagrama de bloques de un esquema de protección general.
- 5.2 Característica de operación para fallas monofásicas a tierra del relevador RAZFE.
- 5.3 Característica de operación para fallas bifásicas del relevador RAZFE.
- 5.4 Característica de operación para fallas trifásicas del relevador RAZFE.
- 5.5 Lógica de disparo de la protección de distancia RAZFE.
- 5.6 Diagrama simplificado de ajustes de tiempo e impedancia para relevadores de distancia.
- 5.7 Distribución de corrientes para la condición de alimentación adicional interior.
- 5.8 Distribución de corrientes para la condición de alimentación adicional exterior.
- 5.9 Coordinación de tiempos para operación de la protección contra fallo de interruptor.
- 5.10 Esquema de protecciones para la subestación bajo la configuración de barra simple con barra e interruptor de transferencia.

CUADROS

- 1.1 Características del sistema.
- 1.2 Condiciones Ambientales y de servicio.
- 1.3 Datos característicos de transformador de corriente de 230 kV.
- 1.4 Datos característicos de transformador de potencial capacitivo de 230 kV.
- 2.1 Comparación de normas para aplicación de transformadores de instrumento por clase de precisión.
- 2.2 Aplicación de transformadores de corriente por su diseño.
- 2.3 Núcleos de medición según normas IEC.
- 2.4 Límites de error según normas IEC.
- 2.5 Límites de error para transformadores de corriente o de aplicación especial.

- 2.6 Núcleos de protección según normas IEC.
- 2.7 Límites de error para núcleos de protección según normas IEC.
- 2.8 Voltaje en terminales secundarios de transformadores de corriente según normas ANSI.
- 2.9 Cargas nominales para medición.
- 2.10 Clases de precisión para medición y límites de error en el rango de $\cos\beta = 0.6-1.0$.
- 2.11 Cargas nominales para protección.
- 2.12 Pruebas de rutina para transformadores de corriente exigidas por las normas ANSI e IEC.
- 2.13 Duración de los máximos voltajes permitidos.
- 2.14 Límites de error para medición según normas IEC.
- 2.15 Límites de error para protección según normas IEC.
- 2.16 Cargas nominales para medición y protección en transformadores de potencial conectados entre dos fases.
- 2.17 Cargas nominales para medición y protección en transformadores de potencial conectados entre fase y tierra.
- 2.18 Factores de corrección para dispositivos de potencial.
- 2.19 Precisión de protección para dispositivos de potencial.
- 3.1 Operación de cierre definida por el relé Q3.
- 3.2 Marcas equivalentes para grasa tipo "E".
- 3.3 Marcas equivalentes para aceite dialéctico para amortiguadores y elementos de interrupción.
- 3.2 Voltajes nominales y rangos de operación de las bobinas de los dispositivos de operación.
- 5.1 Rango de ajustes de retardo de tiempo por zona para el relevador RAZFE.
- 5.2 Ajustes por zona para relevadores de distancia.
- 5.3 Cantidades de polarización y operación para el direccional de falla a tierra.
- 5.4 Probabilidad y tiempos muertos para el reenganche.
- 5.5 Función de relevadores de protección de acuerdo a las normas ANSI/IEEE 37.2.
- 5.6 Lógica de disparo transferido en relación a la posición de los equipos de potencia.

GLOSARIO

Nivel básico de impulso (NBI ó BIL): es la característica del aislamiento que le permite a los equipos de potencia utilizados en la construcción de líneas y subestaciones soportar las solicitaciones dieléctricas y está definido por el voltaje soportado al choque y el voltaje soportado a la frecuencia del sistema.

Burden: es la propiedad del circuito de carga conectado al devanado secundario, la cual determina la cantidad de potencia activa y reactiva en las terminales secundarias del transformador de instrumento de acuerdo a la norma ANSI C57.13. y se expresa en VA.

Canal piloto: medio de interconexión entre relevadores en diferentes puntos del sistema con el propósito de protección.

Capacidad térmica nominal: es la máxima capacidad en voltamperios que puede soportar un transformador en forma continua sin exceder los límites de elevación de temperatura. Cada devanado presenta su propia capacidad térmica nominal de acuerdo a su construcción.

Configuración de una subestación: es el arreglo físico de como se instalan los seccionadores e interruptores de potencia de una subestación con un propósito de operación.

Contactos auxiliares: son los contactos de los dispositivos de operación que se utilizan para señalización, enclavamientos y alarmas.

Contactos principales: estos son los contactos de alta tensión de los seccionadores e interruptores, en los interruptores estos se alojan normalmente en la cámara de extinción de arco.

Corriente nominal térmica continua: es 1.2 veces el valor de la corriente nominal y 1.5 ó 2 veces para el caso de transformadores de corriente de rango extendido.

Corriente dinámica de corto circuito: es el valor establecido en la placa característica que corresponde a la cresta de corriente primaria que un transformador de corriente puede llevar sin que el mismo sufra daños eléctricos ni mecánicos, los cuales podrían ser provocados por las fuerzas electromagnéticas resultantes, cuando el devanado primario se encuentra en condición de corto circuito. Esta corriente se calcula de acuerdo a la siguiente expresión:

$$I_{din} = 1.8\sqrt{2}I_t$$

$$I_{din} \approx 2.5I_t$$

En donde:

I_{din} es la cresta de la corriente dinámica de corto circuito

I_t es el valor eficaz de la corriente térmica de corto circuito de corta duración

1.8 factor de asimetría

$\sqrt{2}$ factor de conversión de valor cresta a valor pico

Corriente nominal límite: es el valor mínimo de la corriente primaria para que el error compuesto del transformador de corriente sea mayor o igual al 10%, con una carga secundaria de burden nominal.

Corriente térmica de corta duración: es el valor eficaz simétrico de la corriente que puede llevar el devanado primario, con el secundario en corto circuito, sin que se dañe el material que constituye el aislamiento.

Esta corriente se calcula por medio de siguiente expresión práctica:

$$I_t(1Seg) = \frac{S_{c.c.}}{\sqrt{3} V_{f-f}}$$

En donde:

I_t es el error eficaz de la corriente térmica de corto circuito de corta duración en kA.
 $S_{c.c.}$ es la potencia de corto circuito en MVA.
 V_{f-f} es el voltaje entre fases en kV.

Cuando los tiempos de corriente de corta duración son definidos por más tiempo como en el caso de las normas IEC ó si se quiere saber el valor de la corriente para tiempos de hasta 5 segundos, se usa la siguiente expresión:

$$I_t(t) = \frac{I_t(1Seg)}{\sqrt{t}}$$

En donde:

t es el tiempo en segundos.

Disparo transferido: es la característica de los esquemas de protección que utilizan un canal piloto de comunicación que permite que las protecciones de línea realicen disparos simultáneos para limpiar una falla.

Disparo transferido local: es la condición bajo la cual en una subestación de barra simple con barra e interruptor de transferencia se trasladan los circuitos de disparo de la protección de una línea al interruptor de transferencia.

Dispositivo de operación: son elementos utilizados con la misión de dar la potencia para la apertura y cierre de seccionadores e interruptores, adicionalmente en ellos se alojan los contactos auxiliares.

Enclavamiento: es la dependencia que tienen las partes móviles de interruptores de potencia y seccionadores para realizar una maniobra, la cual se establece por una posición particular de una pieza mecánica, un contacto de fin de carrera, un contacto auxiliar, un voltaje, una señal de sobre presión de aceite o gas SF-6, etc. Y su objetivo es limitar operaciones erróneas de los equipos.

Error compuesto: el error compuesto en régimen permanente es el valor eficaz de la diferencia entre:

- los valores instantáneos de la corriente primaria, y
- el producto de la relación de transformación nominal por los valores instantáneos de la corriente secundaria.

La polaridad positiva de la corriente primaria y la corriente secundaria deben corresponder con las marcas de polaridad del transformador de corriente.

El error compuesto se puede expresar por medio de la siguiente expresión:

$$\mathcal{E}_c \% = \frac{100}{I_p} \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T (a i_s - i_p)^2 dt}$$

En donde:

- $\mathcal{E}_c \%$ es el error compuesto en porcentaje
a es la relación de transformación nominal
 I_p es el valor eficaz de la corriente primaria
 i_p es el valor instantáneo de la corriente primaria
 i_s es el valor instantáneo de la corriente secundaria
T duración de un ciclo de la onda de corriente en segundos

Error de corriente: es el error en la medida de la corriente debido a que la relación de transformación real no es exactamente igual a la relación de transformación nominal.

El error de corriente se puede expresar por medio de la siguiente expresión:

$$\text{Error de corriente \%} = \left(\frac{a I_s - I_p}{I_p} \right) * 100$$

En donde:

- a es la relación de transformación nominal
 I_p es la corriente nominal primaria
 I_s es la corriente secundaria real que corresponde a la corriente I_p bajo una condición medida.

Para el error de voltaje solo se cambia en la definición voltaje por corriente, al igual que V por I en la expresión.

Error de fase: es la diferencia de fase entre los vectores de corriente primaria y corriente secundaria en transformadores de corriente y entre los voltajes primario y secundario en transformadores de potencial.

Esquema de protecciones: es un arreglo coordinado de relevadores para la protección de uno o más elementos del sistema de potencia.

Factor de capacidad térmica de la corriente nominal: es el factor de multiplicación de la corriente nominal primaria que permite saber el valor eficaz de la máxima corriente que puede llevar el circuito primario sin exceder los límites de elevación de temperatura. Este factor es de 1.2 es decir, que puede sobrecargarse los transformadores de corriente hasta en un 20% sin producir sobre calentamientos anormales en sus devanados; en el caso de los transformadores de rango extendido pueden ser sobrecargados hasta valores cercanos al 100%.

Interruptor de potencia: dispositivo principal utilizado para la conexión y desconexión con carga de líneas de transmisión, opera normalmente activado por un esquema de protecciones para eliminar fallas ocurridas en las líneas de transmisión o en las barras de las subestaciones.

Lógica de operación: es la secuencia ordenada y clara que se debe seguir para cada maniobra de cierre y apertura de un interruptor o un seccionador.

Protección de apoyo local: es un relevador que normalmente envía señales de apertura a los interruptores adyacentes que pueden estar alimentando la falla, cuando el sistema de protecciones de línea no logra liberar una falla o bien el interruptor de línea falla.

Reenganche: es la acción de cierre sobre una falla de carácter temporal que realiza un relevador con un tiempo mayor que el tiempo de desionización del aire del lugar de la falla.

Relación de transformación nominal: es la relación entre los valores nominales primarios y los valores nominales secundarios, siendo estos corriente ó voltaje en transformadores de instrumento.

Relación de transformación real: es la relación entre los valores reales primarios y los valores reales secundarios, siendo estos corriente ó voltaje en transformadores de instrumento.

Relé auxiliar: es un relé que es energizado por los contactos auxiliares de los seccionadores, interruptores u otros relés, con el propósito de proporcionar mayor cobertura en corriente y retardo de tiempo si es necesario.

SCADA: control automático de supervisión y adquisición de datos.

Seccionador: dispositivo principal utilizado para la conexión y desconexión sin carga de líneas de transmisión, su operación normal es para seccionar las subestaciones eléctricas y colocar a tierra las líneas de transmisión.

Sistema de protecciones: la combinación de un conjunto de relés de protección que aseguran que ante una condición anormal en la zona del sistema protegida, producirán una respuesta de disparo, alarma o ambas.

Soplado transversal: proceso que amplifica la presión en las cámaras de extinción del arco de los interruptores de potencia de pequeño volumen de aceite, forzando el aceite y el hidrógeno en dirección perpendicular al arco, para extinguirlo.

Subestación: instalación eléctrica realizada para alimentar una red de transmisión o distribución de energía eléctrica, las hay de generación, de transformación, maniobra y de distribución.

Subestación de maniobra: es aquella subestación en la cual no setiene un transformador de potencia y se utiliza solamente como enlace entre las subestaciones de generación y las subestaciones de transformación y distribución.

Transformador de instrumento: dispositivos utilizados para aislarel sistema primario del sistema de secundario de mediciones y protecciones, estos dispositivos le dan mayor seguridad al personal al normalizar los valores de corriente secundaria a 1 ó 5 amperios y el voltaje secundario a 100 ó 120 voltios.

Transformador de corriente de rango extendido: transformador de corriente en el cual la corriente térmica continua es mayor de 1.2 veces la corriente nominal sin exceder los límites de error.

INTRODUCCIÓN

Ante el constante crecimiento de la demanda de energía eléctrica en Guatemala, surge la necesidad de mejorar los sistemas de generación, transformación y transmisión de energía eléctrica. Este trabajo surge a consecuencia de un problema práctico, el problema se puede plantear de la forma siguiente: de una subestación existente de 230 kV, con una configuración de doble barra con interruptor de acoplamiento de barras, en la cual se tenían cuatro campos de línea sin utilizar y ante la premura de tiempo y la necesidad del sistema nacional interconectado de construir una subestación de maniobras de 230 kV para recibir toda la energía de los generadores privados en 230 kV en el área de Escuintla se encontró como alternativa de construcción el uso de estos equipos.

La nueva subestación de maniobra de 230 kV tiene una configuración de barra simple con barra e interruptor transferencia, donde el interruptor de transferencia se usa como interruptor de mantenimiento ó emergencia para falla de cualquiera de los interruptores de línea. Este interruptor de transferencia y su seccionamiento sirven para interconectar la barra principal a la barra de transferencia cuando se requiere el uso del seccionamiento en derivación. Por lo anterior, se ha realizado un estudio de los equipos existentes en la subestación Guatemala Norte del INDE que tiene la configuración de doble barra con interruptor acoplamiento y las consideraciones técnicas para retirar el equipo de cuatro campos de dicha subestación, así como las modificaciones que fueron necesarias para su implementación en la subestación Alborada de EEGSA con la nueva configuración. Uno de los aspectos importantes que trata este trabajo es que la fase de retiro del equipo en la subestación Guatemala Norte no debía afectar su operación, ya que la subestación se encontraba en servicio y se requería su disponibilidad de operación. Por lo tanto, no debía afectarse la secuencia de operación ya que aún cuando los equipos a retirar no estaban en uso si estaban interconectados con el resto de la subestación.

Para realizar este proyecto fue necesario hacer un estudio preliminar de la instalación y verificación de las secuencias de operación y los efectos que pudiera tener el retirar los equipos sobre la operación de la subestación de doble barra con interruptor de acoplamiento de barras; de manera que el estudio incluyó los sistemas de operación, protección, medición y control.

Adicionalmente, se analizan los requerimientos técnicos para los sistemas de medición, control y protección para la subestación bajo la configuración de barra simple con barra e interruptor de transferencia.

Este trabajo, se basa, principalmente, en el análisis y supervisión del proyecto en su fase de desmontaje en la subestación Guatemala Norte del INDE y en su fase de montaje en la subestación Alborada de EEGSA, el estudio de otras subestaciones de 230 kV de configuraciones similares, así como en la bibliografía existente.

Estructuralmente, el primer capítulo se enfoca al estudio de la subestación de doble barra con interruptor de acoplamiento de barras, incluyendo una descripción de los equipos de potencia, control y protección involucrados; adicionalmente, se hace el análisis técnico y descriptivo del esquema de protección y la lógica de operación con el objeto de definir las consideraciones que se deben tomar para retirar el equipo de dicha subestación, sin afectar la operación de la misma.

El segundo capítulo incluye una descripción general de transformadores de instrumento analizando por separado, los especificados bajo normas ANSI y los bajo normas IEC, con el objeto de definir su aplicación en cuanto a protección y medición; adicionalmente, establecer la diferencia que existe entre transformadores de instrumento especificados bajo una norma y otra.

El tercer capítulo hace una descripción técnica de los dispositivos de operación para seccionadores e interruptores de potencia y en el cuarto capítulo se aplica toda la información del tercer capítulo y algunos conceptos adicionales, para desarrollar la lógica de operación, bajo la cual funciona la subestación de barra simple con barra e interruptor de transferencia.

El quinto capítulo enfoca la descripción de los elementos que conforman el sistema de protecciones y al final del capítulo se presentan las consideraciones del sistema de protecciones y su lógica de operación.

HIPÓTESIS

El proceso de desmontaje en operación del equipo de 230 kV instalado en la subestación Guatemala Norte, configuración de doble barra con acoplamiento de barras y especificaciones del INDE, orientadas según estándares IEC; para ubicarlo en la subestación Alborada propiedad de EEGSA y construida bajo criterios ANSI y configuración de barra simple con barra e interruptor de transferencia, permitirá comprobar lo siguiente:

- 1 La compatibilidad o no de las normas utilizadas por el INDE y la EEGSA en las subestaciones.
- 2 Medir lo adecuado del nivel de mantenimiento de esos equipos.
- 3 La factibilidad de la reutilización de los tableros de protección y control.
- 4 Lo adecuado o no de los dispositivos y/o esquemas de protección existentes en la nueva configuración.

1. RESUMEN TÉCNICO DE LA INSTALACIÓN EN DOBLE BARRA CON INTERRUPTOR DE ACOPLAMIENTO DE BARRAS

1.1 Características técnicas del equipo.

Para la aplicación de un equipo de potencia se requieren ciertas características mecánicas y eléctricas, por lo cual es importante conocer las características del sistema donde se piensa instalar el equipo y las condiciones de servicio bajo las cuales operará el mismo y así obtener el funcionamiento óptimo del equipo.

1.1.1 Características del sistema.

Los parámetros indicados en el cuadro 1.1. definen las condiciones y el sistema donde están instalados los equipos.

Voltaje de línea	230 kV
Número de fases	3
Sistema de transmisión	Líneas aéreas
Sistema y método de conexión a tierra	Estrella "Y" sólidamente aterrizada

Cuadro 1.1. Características del sistema.

En algunos sistemas se define el tiempo de recierre de los interruptores de potencia que asegura la estabilidad del sistema; es el tiempo de apertura de los interruptores de potencia más el tiempo de actuación del sistema de protección más el tiempo del relé para recierre del sistema de protección, el total debe ser menor que el tiempo crítico de estabilidad del sistema, el cual es el tiempo en que se alcanzará el ángulo crítico de estabilidad durante una oscilación de potencia.

1.1.2 Condiciones ambientales y de servicio.

Estas definen las condiciones bajo las cuales el equipo operará en el lugar donde será instalado, es necesario considerar tales condiciones para que no se afecte la operación correcta del mismo. Estas condiciones están definidas por parámetros tales como: Altitud en metros sobre el nivel del mar, Temperatura ambiente en °C, Velocidad del viento, coeficiente sísmico (en todas las direcciones), porcentaje de humedad relativa.

Los parámetros para las condiciones de servicio para el sistema en configuración de doble barra con interruptor de acoplamiento se muestran en el cuadro 1.2.

Altitud	1548 m.s.n.m
Temperatura ambiente	0 - 40°C
Velocidad del viento	23 m.p.h
Coeficiente sísmico	0.2*g
Humedad relativa	100 %

Cuadro 1.2. Condiciones ambientales y de servicio.

1.2 Descripción de los equipos de potencia.

Entre los equipos de potencia de la configuración de doble barra con interruptor de acoplamiento están los siguientes:

- Interruptores de potencia
- Seccionadores de barra
- Seccionadores de línea
- Seccionadores de puesta a tierra
- Transformadores de potencial
- Transformadores de Corriente

1.2.1 Interruptores de potencia.

Estos dispositivos están destinados al cierre y apertura de los circuitos bajo condiciones de carga nominal, en vacío o en condiciones de cortocircuito. La operación de los interruptores de potencia determina en gran parte la confiabilidad del sistema.

1.2.1.1 Datos característicos.

- Marca: ASEA
- Normas de fabricación: IEC_56
- Tipo de interruptor de potencia: HLR 245/2502/E1
- Frecuencia nominal: 60 Hz
- Corriente nominal: 2500 A
- Tensión nominal: 230 kV
- Tensión de diseño: 245 kV
- BIL: 1050 kV
- Corriente de interrupción de cortocircuitosimétrica: 31.5 kA
- Corriente de interrupción de cortocircuito asimétrica: 36.6 kA
- Corriente de cierre sobre cortocircuito: 79 kA
- Corriente de corta duración: 40kA (3 Segundos)
- Medio de interrupción: pequeño volumen de aceite
- Dispositivo de operación: BLG 302C
- Ciclo de operación: O - 0.3 Seg - CO - 3 Min - CO
- Operación: monopolar y tripolar
- Tiempo de cierre máximo: 130 ms
- Tiempo de interrupción máximo: 28 ms
- Tiempo de interrupción máximo con 100% de la corriente simétrica de cortocircuito: 56 ms.
- Capacitancia en paralelo por unidad de interrupción: 800 pF

1.2.1.2 Partes del interruptor de potencia.

El interruptor de potencia está formado esencialmente por las siguientes partes:

- Parte activa
- Parte pasiva
- Accesorios

Cada componente del interruptor tiene una función específica e interactúan para hacer operar el interruptor de potencia adecuadamente.

1.2.1.2.1 Parte activa.

En el interruptor de potencia de pequeño volumen de aceite, la parte activa se encuentra formada por dos cámaras de extinción del arco de tipo soplado transversal y el mecanismo de operación (mando) que soporta y acciona los contactos móviles del interruptor de potencia, por medio del sistema de tirantes, engranajes y aisladores de maniobra.

1.2.1.2.2 Parte pasiva.

Es la estructura que soporta la parte activa y ofrece los puntos que sirven para levantar y transportar el interruptor de potencia.

1.2.1.2.3 Accesorios.

- Boquillas: en otros casos cuando los interruptores de potencia son de tanque muerto pueden tener ó no incorporados los CT'S (transformadores de corriente para medición y protección) sobre las boquillas. En este caso los interruptores de potencia solo tienen sobre las boquillas las terminales de alta tensión.
- Cámara de interrupción, que tiene dos sectores: uno marcado con verde para el nivel máximo y otro marcado con rojo para el nivel mínimo de aceite.
- Manómetro indicador de presión del aceite: indica la presión del elemento de interrupción, la cual se debe encontrar en 0.5 mPa, pero se considera que esta bien si está en el rango de 0.3 - 0.7 mPa.

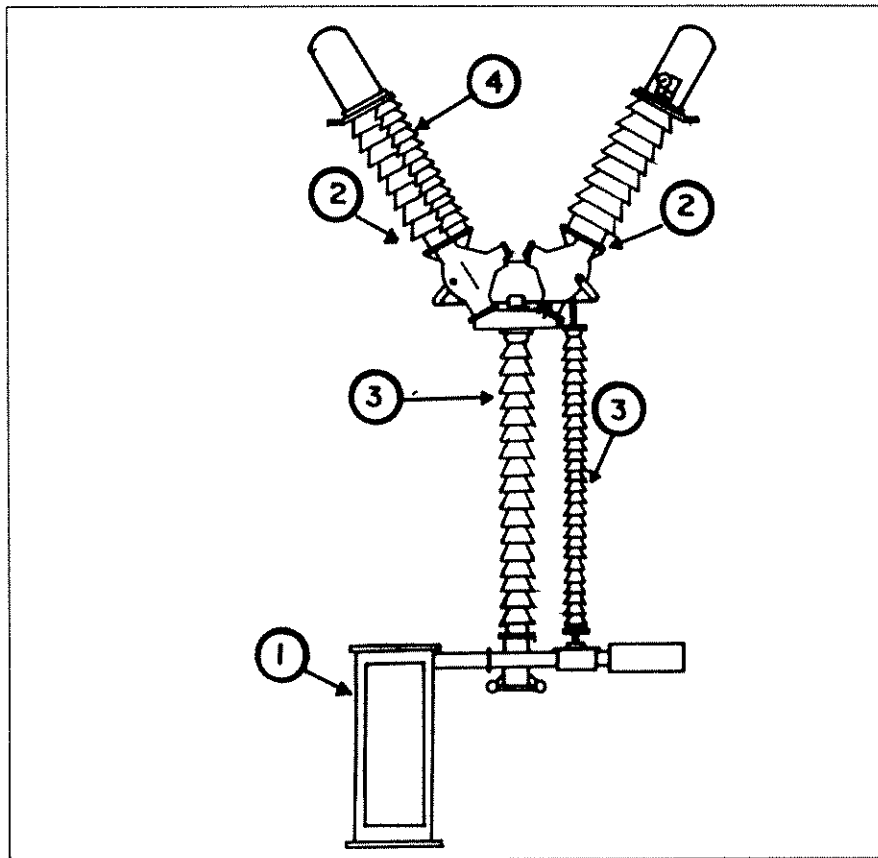


Figura 1.1. Interruptor de potencia de 230 kV.

En donde:

Mecanismo de operación (1)	Aislamiento (3)
Cámaras de extinción del Arco (2)	Capacitancia (4)

1.2.2 Seccionadores.

Estos dispositivos se utilizan para obtener un *aislamiento físico visible*, proporcionando así mayor seguridad. Su operación se puede efectuar con voltaje en la línea pero sin la presencia de la corriente de carga.

En algunas de las aplicaciones frecuentes los seccionadores son usados como seccionador de línea, seccionador en derivación, seccionador de barra, seccionador de puesta a tierra, etc. Entre las funciones características de los seccionadores están: Garantizar el aislamiento a tierra durante la apertura, conducir la corriente nominal del circuito y facilitar la realización de las maniobras de cierre y apertura con seguridad.

1.2.2.1 Datos característicos.

- Marca: ASEA
- Norma de fabricación: IEC
- Tipo: NSA 245/1600 C, LA 424.021-D

- Tensión de diseño: 245 kV
- Tensión nominal: 230 kV
- BIL: 1050 kV
- Corriente de corto circuito: 40 kA (1 Seg.)
- Corriente nominal: 1,600 A
- Dispositivo de operación: BCM12, LA555

1.2.2.2 Partes del seccionador.

Los seccionadores son del tipo de apertura lateral por el centro y montaje horizontal y están formados por las siguientes partes:

- Brazos portadores de corriente
- Aisladores
- Base
- Dispositivo de operación

La función de cada parte se describe a continuación.

1.2.2.2.1 Brazos portadores de corriente.

La función de conducir corriente es por medio de dos brazos portadores uno con contacto macho y el otro con contacto hembra. El material de los brazos es aluminio y el de los contactos es cobre recubierto de plata.

1.2.2.2.2 Aisladores.

Cada polo tiene dos columnas de aisladores, las cuales sirven de apoyo a los brazos portadores de corriente y fijan el nivel de impulso básico (BIL) y transmiten el movimiento de operación a cada polo del seccionador.

1.2.2.2.3 Base.

Es una base metálica de acero galvanizado en caliente que se usa para soportar el seccionador y aloja todo el sistema de transmisión para efectuar las operaciones de cierre y apertura del seccionador.

En el caso de un seccionador de línea con cuchilla de puesta a tierra, la transmisión para la cuchilla de puesta a tierra se apoya sobre la misma base e incluye un mecanismo de bloqueo mecánico, que se usa para no cerrar el seccionador y la cuchilla de puesta a tierra simultáneamente.

1.2.2.2.4 Dispositivo de operación.

Los seccionadores tienen incorporados dos tipos de dispositivo uno motorizado y el otro manual, los cuales permiten cerrar o abrir el seccionador.

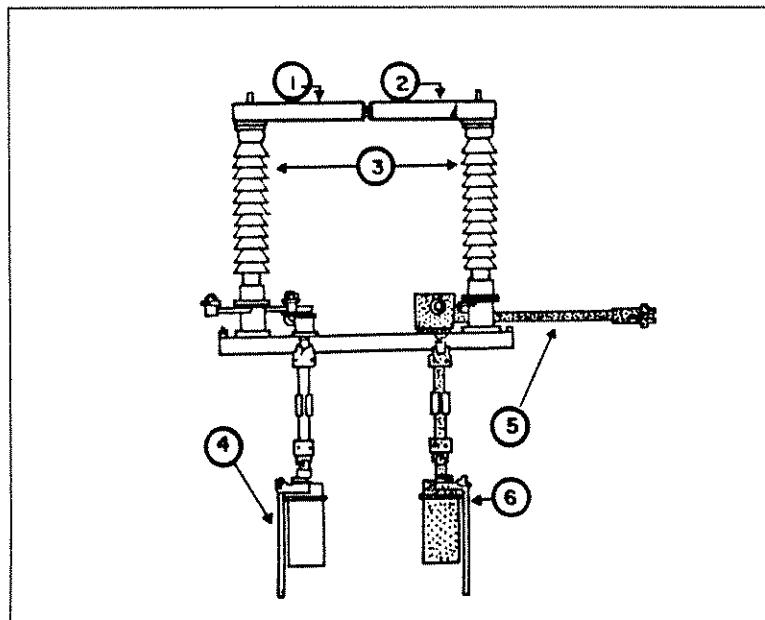


Figura 1.2. Seccionador de línea con cuchilla de puesta a tierra de 230 kV.

En donde:

- Brazo portador de corriente macho(1)
- Brazo portador de corriente hembra (2)
- Aislador (3)
- Dispositivo de operación para seccionador (4)
- Cuchilla de puesta a tierra (5)
- Dispositivo de operación para cuchilla de puesta a tierra (6)

El seccionador de la figura 1.2 tiene una cuchilla de puesta a tierra con accionamiento tripolar, se utiliza como seccionador de línea o bien, en el acoplamiento de barras en subestaciones de doble barra, para facilitar la puesta a tierra de cualquiera de las barras.

1.2.3 Transformadores de medición.

Estos son dispositivos electromagnéticos cuya función es reducir los valores de corrientes y voltajes del circuito primario a valores normalizados utilizados en los aparatos de medición, protección ó ambos.

Entre las particularidades por las cuales se hace necesario utilizar los transformadores de medición están:

- Los dispositivos de medición y protección no están diseñados para soportar los niveles de tensión y corriente de los circuitos primarios.

- Reducen el costo de los tableros de control, medición y protección.
- Reducen los riesgos de las altas tensiones en los tableros de control, medición y protección.
- Aíslan los aparatos de medición y protección del circuito primario.
- Permite normalizar las características de operación de los aparatos.
- Garantizan y dan mayor seguridad al personal.

1.2.3.1 Transformadores de corriente.

Los transformadores de corriente se conectan en serie con el circuito primario y con la carga secundaria. Para alimentar la carga del secundario existen tres devanados con circuitos magnéticos independientes, de los cuales dos son para protección y uno para medición.

El devanado primario está dividido en dos partes iguales y tiene la característica de ser reconectable, es decir, puede proporcionar una relación de 2:1 dependiendo de si se conectan en serie o en paralelo (La conexión se efectúa en el exterior del transformador del lado del primario).

La corriente normalizada que se maneja en el secundario es de 5 amperios, tanto para la medición como para la protección.

	PRIMARIO	SECUNDARIO MEDICIÓN		SECUNDARIO PROTECCIÓN		SECUNDARIO PROTECCIÓN	
TERMINAL	P1-P2	1S1-1S2	1S1-1S3	2S1-2S2	2S1-2S3	3S1-3S2	3S1-3S3
RELACIÓN 1 EN (A)	600	300/5	600/5	300/5	600/5	300/5	600/5
RELACIÓN 2 EN (A)	1200		1200/5		1200/5		1200/5
BURDEN EN VA		50	50	75	75	75	75
PRECISIÓN		0.2/FSS	0.2/FSS	5P10	5P10	5P10	5P10

Cuadro 1.3. Datos característicos de transformador de corriente de 230 kV.

1.2.3.1.1 Datos característicos.

- Marca: ASEA
- Norma de fabricación: IEC-185
- Tipo: IMBD-245-A3
- Frecuencia nominal: 60 Hertz
- Tensión de diseño: 245 kV
- Tensión nominal: 230 kV
- BIL: 1050 Kv
- Corriente de corto circuito: 62.5 kA

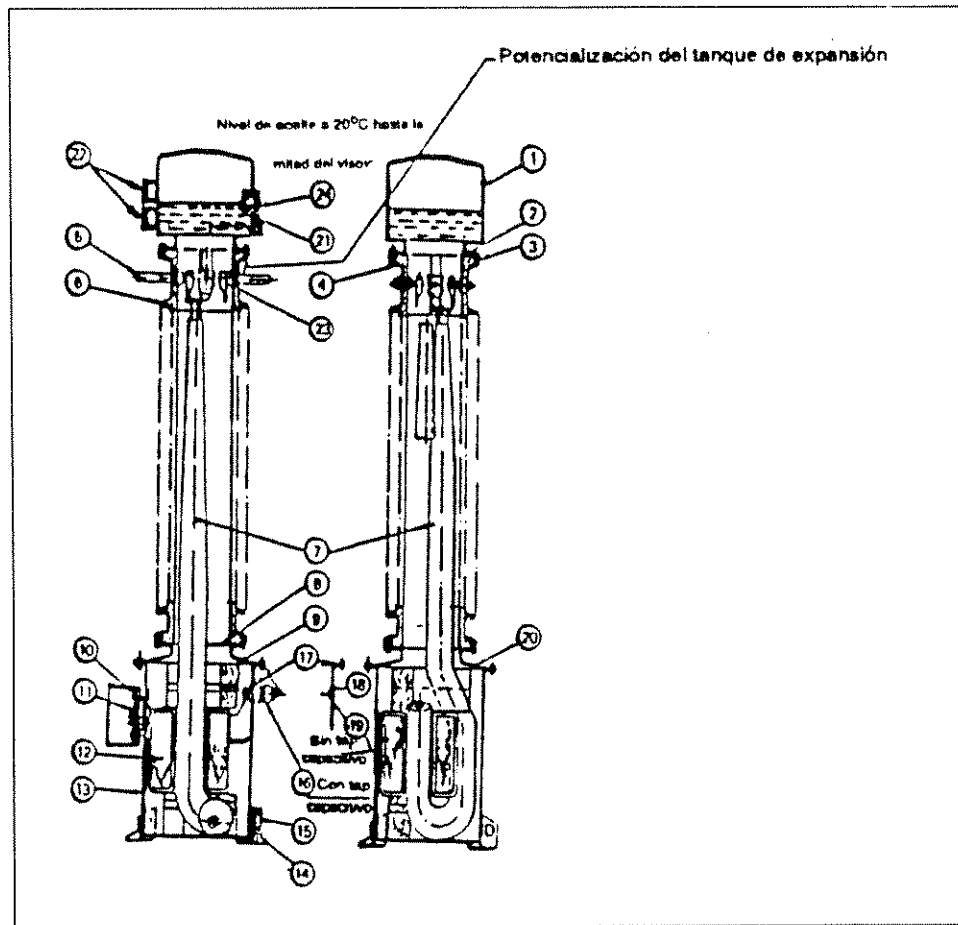


Figura 1.3. Transformador de corriente de 230 kV.

En donde:

- Tanque de expansión (1)
- Empaquetadura(2,8,9,10,14,17,19,23,24)
- Anillo de soporte (3)
- Grapas (4)
- Perno para terminal primaria (5)
- Aislador (6)
- Bobinado primario (7)
- Terminales bobinado secundario (11)
- Núcleo de bobinado secundario (12)
- Tanque (13)
- Abrazadera drenaje de aceite (15)
- Derivación capacitiva opcional(16)
- Tapón (18), Tapa (20)
- Abrazadera para llenado de aceite y nitrógeno (23)

1.2.3.2 Transformadores de potencial.

Los transformadores de potencial son del tipo capacitivo y su conexión es en paralelo con el circuito primario y con la carga secundaria. Para alimentar la carga del secundario hay dos devanados (con circuitos magnéticos independientes) uno de los cuales es para protección y otro para medición.

Cuando el transformador se va a utilizar para medición, protección y para comunicación, se le suele llamar transformador de potencial capacitivo. Y su voltaje normalizado según las normas IEC es $100/\sqrt{3}$ V en el secundario.

1.2.3.2.1 Datos característicos.

- Marca: Trench Electric Limited
- Norma de fabricación: IEC-185
- Tipo: TEM-230H
- Frecuencia nominal: 60 Hertz
- Tensión de diseño: $245/\sqrt{3}$ kV
- Tensión nominal: $230/\sqrt{3}$ kV
- BIL: 1050 kV
- Factor de sobretensión: 1.5
- Capacitancia mínima: 3,400 pF

Terminal secundaria	Tensión secundaria en V	Relación de voltaje	Clase de precisión	Búrden en vA
1a - 1b	$100/\sqrt{3}$	2300:1	0.2	100
2a - 2b	$100/\sqrt{3}$	2300:1	3P	100

Cuadro 1.4. Datos característicos de transformador de potencial capacitivo de 230 kV.

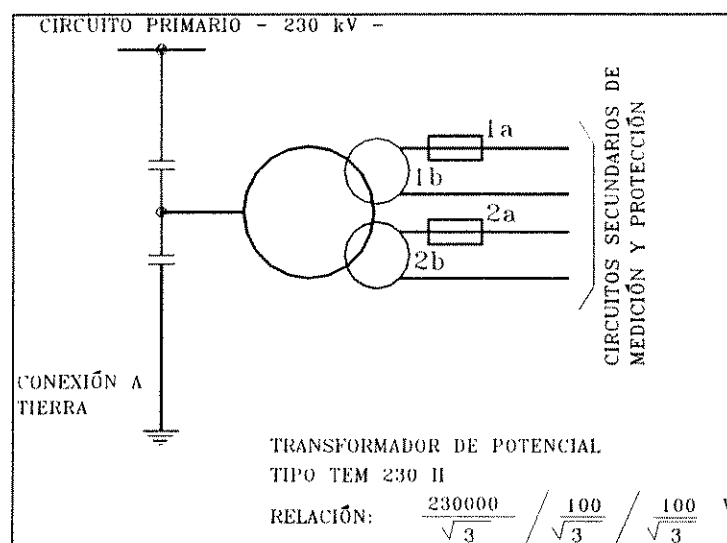


Figura 1.4. Diagrama eléctrico de transformador de potencial capacitivo de 230 kV.

1.2.3.2.1 Partes del transformador de potencial capacitivo.

Principalmente contiene una serie de elementos capacitivos alojados en aislamiento adicional, estos son llenados con aceite y cubiertos con aislamiento de porcelana. Para este tipo de transformadores la sección capacitiva se aloja sobre la base en una caja de aluminio, en la cual también se encuentran el transformador de voltaje intermedio, reactor de compensación y la circuitería asociada con la figura 1.5.

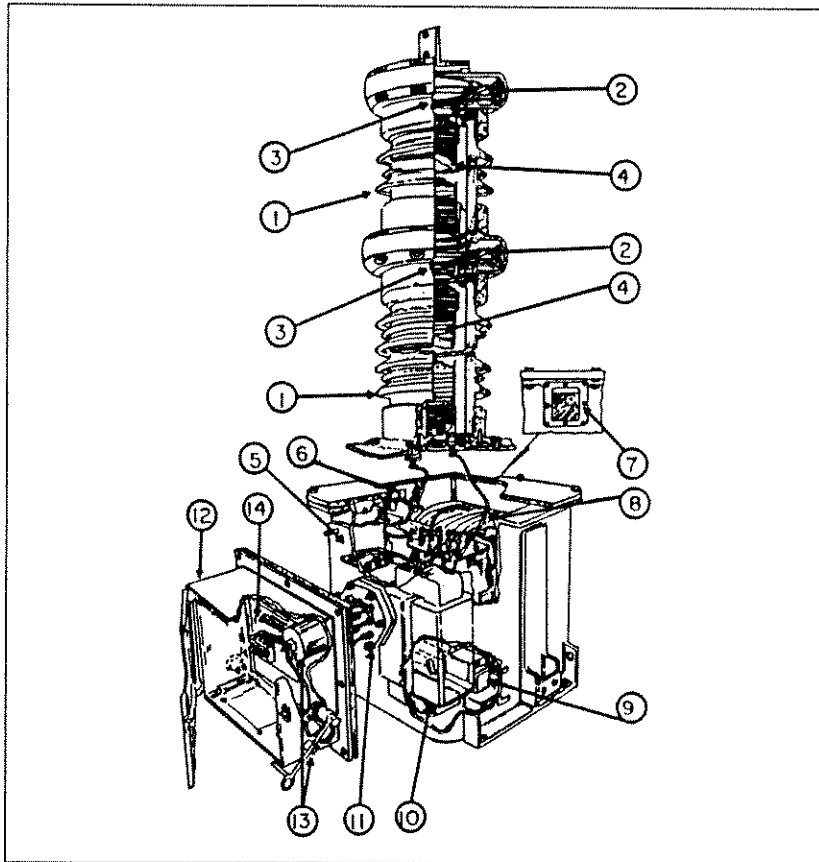


Figura 1.5. Transformador de potencial capacitivo de 230 kV.

En donde:

- Unidad capacitiva (1)
- Cámara de expansión de aceite (2)
- Pin de perforación para cámara de expansión (3)
- Elementos capacitivos (4)
- Caja de aluminio (5)
- Switch para poner a tierra el voltaje (6)
- Indicador del nivel de aceite (7)
- Transformador intermedio (8)
- Filtro supresor de armónicas (9)
- Reactor en serie (10)
- Bloque de sello para aire y aceite (11)
- Caja de terminales de bajo voltaje (12)
- Bobina de drenaje, switch de tierra (13)
- Bornera de terminales de baja tensión (14)

1.3 Descripción de relevadores de protección.

Los relevadores de protección que se describen son de tecnología analógica, fabricados entre los años 1976 y 1981, fueron instalados y puestos en operación el año 1984. A continuación se describen los relevadores que componen el esquema de protección de los campos de línea a retirar.

1.3.1 Protección principal.

Está es una protección de distancia, la cual se utiliza para brindar al sistema una protección contra fallas a tierra y contra fallas entre fases. Es una protección del tipo no conmutada y estática la cual procesa una función de impedancia de acuerdo a la información proporcionada por los transformadores de corriente y potencial conectados a la línea. La información de corriente y voltaje de las tres fases de la línea es manejada por procesos electrónicos y digitales los cuales producen un estado de disparo o inhibición del mismo, dependiendo del resultado del proceso, es decir de la magnitud y tipo de falla que se tenga en la línea. La aplicación de este tipo de protección está restringida a sistemas con el neutro puesto sólidamente a tierra.

1.3.1.1 Datos característicos.

- Marca: ASEA BROWN BOVERI
- Tipo: RAZFE
- Frecuencia nominal: 60 Hertz
- Tensión nominal: de (110 - 130 V a.c.) \pm 10 %
- Corriente nominal: 5 A
- Corriente máxima (durante 1 segundo): $70 \times I_n$
- Sensibilidad en amperios: 10% de I_n
- Fuente de alimentación: de (110-125 V d.c.) +10% / - 20%
- Operación:
 - Disparo: monofásico y trifásico
 - Número de zonas: tres direccionales
 - Rangos de tiempo para ajuste:
 - Zona 1: instantáneo
 - Zona 2: 0.1 - 1 s
 - Zona 3: 0.3 - 3 s
 - Tiempo de operación típico: 10 - 20 ms
 - Tiempo de reposición: 25 ms
- Consumo de potencia por fase (burden):
 - Circuitos de corriente: 0.5 VA
 - Circuitos de tensión: 3 VA
 - Circuitos de D.C.: 100 W

1.3.2 Protección de respaldo.

Está es una protección de distancia, adecuada para proteger fallas por cortocircuito y fallas de doble línea a tierra, es una protección del tipo de conmutación de fase y tanto sus relés de conmutación como los de disparo son del tipo electromecánico; este tipo de protección es adecuada para sistemas que tienen el neutro sólidamente puesto a tierra. La información de corriente y voltaje de la línea de las tres fases es procesada en las unidades de medida para producir un estado de disparo o inhibición de los relés de disparo dependiendo del resultado del proceso es decir de la magnitud y tipo de falla que se tenga en la línea. Sin embargo, la aplicación de esta protección es más adecuada para fallas de dos ó mas fases y fallas a tierra.

1.3.2.1 Datos característicos.

- Marca: ASEA BROWN BOVERI
- Tipo: RAZOG
- Frecuencia nominal: 60 Hz
- Tensión nominal: de (110 - 130 V a.c.) $\pm 10\%$
- Corriente nominal: 5 A
- Corriente máxima (durante 1 segundo): $70 \times I_n$
- Sensibilidad en amperios: 20% de I_n
- Fuente de alimentación: de (110-125 V d.c.) $+10\%$ / -20%
- Operación:
 - Disparo: monofásico y trifásico

 - Número de zonas: tres direccionales
y uno no direccional

 - Rangos de tiempo para ajuste:
 - Zona 1: Instantáneo
 - Zona 2: 0.2 - 2 s.
 - Zona 3: 1.0 - 10 s.
 - Zona 4: 1.0 - 10 s.
 - Tiempo de operación típico: 20 - 45 ms
 - Tiempo de reposición: 25 ms

- Consumo de potencia por fase (burden):
 - Circuitos de corriente: 6 VA
 - Circuitos de tensión: 4 VA
 - Circuitos de D.C.: 170 W

1.4 Esquema de protección para la configuración de doble barra.

La protección de las líneas en el esquema de doble barra se hace con una protección principal, una de respaldo y se obtiene un apoyo local en relés auxiliares que permiten coordinar la lógica de disparo; entre estos relés tenemos direccionales de falla a tierra, de bajo voltaje, reenganchador y fallo de interruptor. El objeto de este esquema es liberar las fallas que se presenten en la línea protegida de una manera eficaz y selectiva, dándole confiabilidad a la operación; en esta aplicación se complementa con una protección diferencial de barras. El esquema de protección se muestra en el diagrama unifilar de la figura 1.6, página 15.

1.4.1 Componentes del esquema de protección.

El esquema de protección para la configuración en de doble barra con interruptor de acoplamiento como se mencionó antes está dividido en:

- Protección de línea
- Protección de diferencial de Barras

1.4.1.1 Protección de línea.

La protección de línea a su vez se divide en:

- Protección principal
- Protección de respaldo

a. Protección principal:

Está constituida por un relevador de distancia (21-1) y relevadores de apoyo como un relevador de reenganche (79-1), un relevador de bajo voltaje (27-1), un relevador de sobrecorriente direccional a tierra (67N), un relevador de fallo de interruptor (50BF) y una unidad de disparo (94-1).

b. Protección de respaldo:

Está constituida por un relevador de distancia (21-2) y relevadores de apoyo como un relevador de reenganche (79-2), un relevador de bajo voltaje (27-2) y una unidad de disparo (94-2).

1.4.1.2 Protección diferencial de barras.

Cada línea tiene incorporado un relevador que es parte de la protección diferencial (87-BB), el cual coopera con la protección de fallo de interruptor para producir un disparo selectivo.

1.4.2 Principios de operación.

Para comprender el funcionamiento general del esquema de protección utilizado para la configuración DBA se explican los principios básicos de operación de cada elemento del esquema de protección de una manera general; tanto para fallas externas como para fallas internas. Para lo cual nos referiremos al esquema unifilar de protecciones de la figura 1.6.

1.4.2.1 Fallas externas.

Cuando ocurre una falla en un punto sobre una de las líneas que salen de la subestación, se trata de una falla externa. La cual deberá ser liberada por el esquema de protección de la línea en la que se presenta la falla; a continuación se da una breve explicación de la función realizada por cada relevador de protección para liberar estas fallas.

1.4.2.1.1 Protección principal.

1.4.2.1.1.1 Relevador de distancia RAZFE (21-1).

Este es un relevador de distancia trifásico que mide las señales de corriente y voltaje en las tres fases en todas las zonas de protección simultáneamente, y a través de procesos analógicos y digitales da una relación de impedancia de la línea en función de la corriente y el voltaje y produce una señal de disparo cuando este valor de impedancia cae dentro de la curva de operación del relevador de

distancia, proporcionando así una protección contra fallas entre fases, contra fallas de fase a tierra y contra fallas trifásicas.

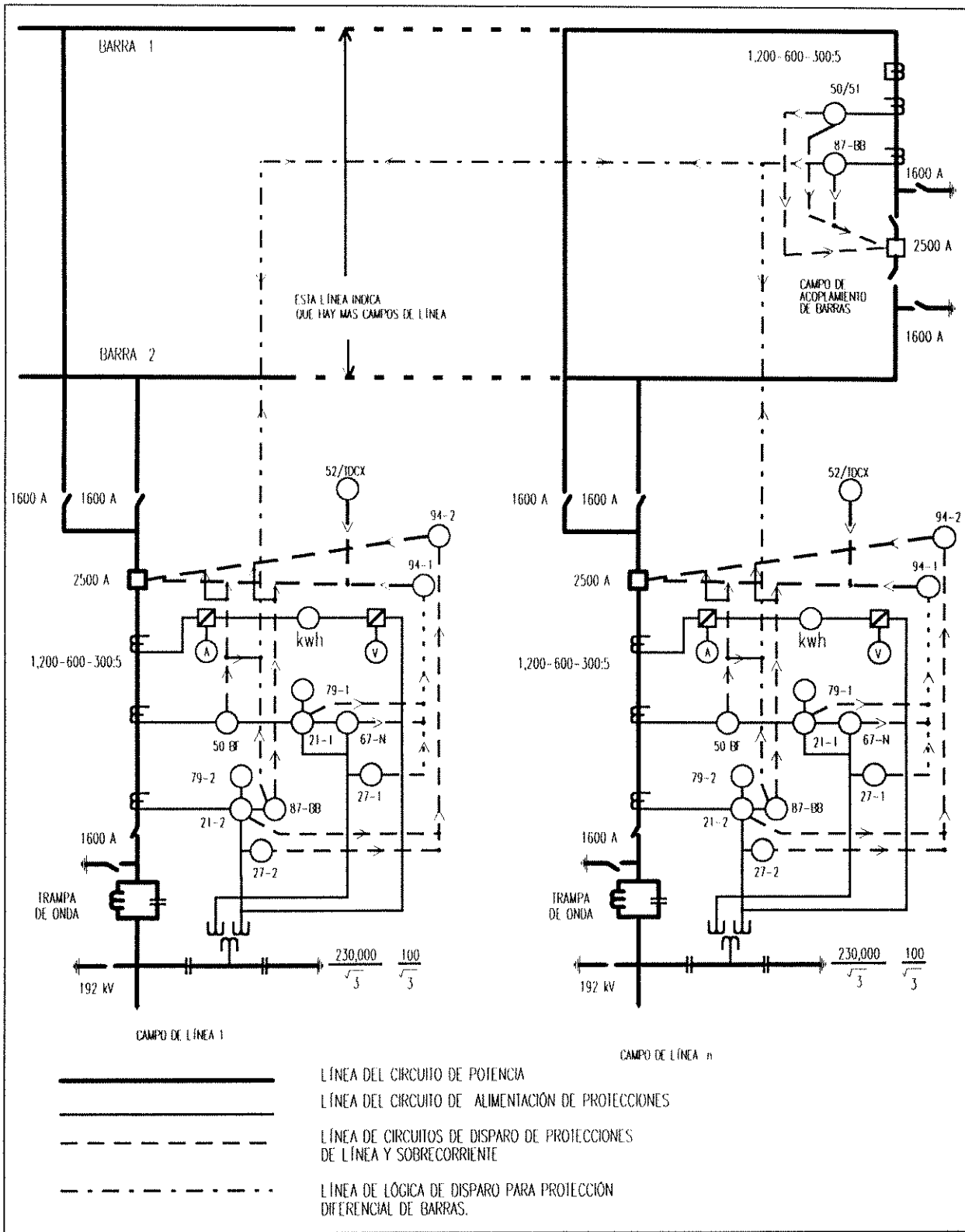


Figura 1.6. Esquema de protecciones simplificado

1.4.2.1.1.2 Protección de bajo voltaje (27-1).

El relevador de bajo voltaje opera cuando el voltaje de la línea cae por debajo de un cierto valor que es ajustado cuando este se instala; el rango de ajuste de tiempo es 1 a 10 seg, el tiempo de retardo ajustado debe ser superior al tiempo de operación de tercera zona del relevador de distancia correspondiente y se activa cuando el voltaje de fase a tierra de una de las fases cae por debajo de la mitad de la magnitud del voltaje ajustado. Este relevador actúa como respaldo del relevador de distancia.

1.4.2.1.1.3 Protección de sobre corriente direccional de falla a tierra tipo RAEPa (67-N).

Este relevador opera para cortocircuitos a tierra, además su aplicación es especialmente para aquellas fallas a tierra en las cuales la impedancia de la falla es elevada y en consecuencia los relevadores de distancia no distinguen si existe falla o no, ya que generalmente estas impedancias tienen magnitudes que caen fuera de las características de operación del relevador. Este relevador mejora la selectividad de los esquemas de protección de las líneas.

1.4.2.1.1.4 Relevador reenganchador RAAAK (79-1).

Este se usa para obtener un reenganche para fallas que son de origen temporal, con el objeto de evitar interrupciones que no son necesarias. El reenganchador se aplica como parte de la protección de línea y trabaja en conjunto con la protección de distancia, cuando ocurre una falla en primera zona el relevador de distancia la detecta y opera instantáneamente dando señal de disparo a los interruptores de potencia y enviando una señal de arranque al relevador reenganchador (79-1) el cual a su vez envía una señal de recierre a la bobina del interruptor de potencia, y si la falla es de origen temporal el interruptor de potencia quedará cerrado.

Cuando el relevador de distancia detecta la falla en segunda o tercera zona, el relevador de distancia enviará al reenganchador una señal de bloqueo, lo cual impedirá el reenganche ya que la falla seguramente ocurrió fuera de la línea protegida.

En el relevador reenganchador se pueden obtener las siguientes operaciones:

- Reenganche monofásico para fallas monofásicas y reenganche trifásico para fallas de dos o más fases.
- Reenganche monofásico para fallas monofásicas y disparo trifásico definitivo para fallas de dos o más fases.
- Disparo trifásico y reenganche para fallas monofásicas y de dos o más fases.
- Disparo trifásico definitivo para fallas monofásicas y de dos o más fases, es decir en esta condición el relevador de reenganche se encuentra desconectado.

1.4.2.1.2 Protección de respaldo.

1.4.2.1.2.1 Relevador de distancia RAZOG (21-2).

Esta es una protección semejante a la protección tipo RAZFE, pero con tiempos de liberación de fallas mas lentos para sus zonas de operación. Este relevador pertenece a los relevadores de conmutación de fases.

1.4.2.1.2.2 Protección de bajo voltaje (27-2).

El relevador de bajo voltaje opera de la misma forma que el 27-1, y su ajuste de tiempo debe coordinarse con la protección de respaldo, la cual es ajustada con un retardo de tiempo mayor para liberar las fallas.

1.4.2.1.2.3 Relevador reenganchador RAAAK (79-2).

Este relevador tiene la misma función que el 79-1, y su ajuste de tiempo debe coordinarse con la protección de respaldo, la cual tiene mayor retardo de tiempo para el reenganche.

1.4.2.1.2.4 Relevador contra fallo de interruptor RAICA (50BF).

Este relevador de sobrecorriente sirve como apoyo local de los interruptores, es decir, si el interruptor propio de la línea no logra liberar una falla, entonces este relevador da orden de disparo a los interruptores de línea a través de los cuales posiblemente se esta alimentando la falla.

En subestaciones en configuración de doble barra con interruptor de acoplamiento, el relevador de falla de interruptor se hace trabajar en conjunto con una protección diferencial de barras, de manera que cuando una falla es detectada por protecciones principales 21-1, 27-1, 67-N y/o las de respaldo 21-2, 27-2 estas le dan una señal simultánea de arranque a la protección de fallo de fallo de interruptor y esta después de transcurrido el tiempo de ajuste da orden de disparo al interruptor de la línea que protege y por medio de una señal activa una lógica de disparo combinada con la protección diferencial de barras, de manera que dispara solo los interruptores por los cuales se está alimentando la falla, es decir, si la línea fallada esta conectada a la barra 1 entonces disparará solo los interruptores conectados a la barra 1 lo mismo ocurre en caso de estar conectada solo a la barra 2, pero si esta conectada a ambas barras, entonces disparará todos los interruptores.

1.4.2.3 Fallas internas.

Cuando se presenta una falla interna en las barras, es decir que hay flujo de corriente entre la barra 1 y la barra 2, bajo estas condiciones el esquema de protección diferencial de barras libera rápidamente la falla.

1.4.2.3.1 Protección diferencial de barras (87 BB).

Existen varias razones para la protección de barras, y una de las mas importantes la constituyen las fallas internas de fase a tierra, aún cuando es difícil que aparezcan, sus consecuencias pueden

causar serios daños o hasta la destrucción de la instalación si la falla no se logra liberar en el menor tiempo posible. La magnitud de los daños que puede causar este tipo de fallas está en relación directa a la concentración de energía en MVA, manejada por las barras de la subestación.

Lo anterior nos da una buena justificación para planteamientos de esquemas de protección confiables y rápidos para liberar este tipo de fallas en las barras. Algunas de las características importantes de esta protección, es que disparará los interruptores conectados a ambas barras y el de acoplamiento cuando ocurra una falla en la barra 1 y un grupo de líneas está conectada a la barra 1 y el otro a la barra 2 y el acoplamiento esté cerrado. Pero cuando la falla es fuera de la subestación y la protección de línea no logra liberarla, entonces el relevador de fallo de interruptor 50 BF coopera con los circuitos de disparo de la protección diferencial de barras para la barra 1 y la barra 2 de la siguiente manera:

Por ejemplo, si la falla es en una línea conectada solo a la barra 1 ó solo a la barra 2; entonces el relevador de protección de fallo de interruptor enviará una señal de disparo a la protección diferencial de barras, la cual, a través de una lógica de disparo, dará orden de disparo a todos los interruptores de las líneas alimentadas de la barra 1, al de acoplamiento de barras y a todas aquellas líneas que estén conectadas a ambas barras.

1.4.3.1.2 Protección de sobrecorriente (50/51-50N/51N).

Este es respaldo local de protección diferencial de barras y se utiliza para liberar fallas cuando hay un flujo de corriente entre una barra y la otra, el tipo de relevador utilizado para esta aplicación es normalmente un relevador que sea adecuado para fallas a tierra y fallas trifásicas; en general, esta protección se aplica en sistemas donde la selectividad es de mucha importancia.

El relevador tiene dos unidades de sobrecorriente: una con retardo de tiempo con curva de tiempo inverso, la cual permite ajuste de corriente entre 0.1 y 4 amperios y la de tiempo instantáneo que se puede ajustar entre 0.5 y 20 amperios. De lo anterior, se puede concluir que si la falla no es muy severa deberá activarse la unidad de retardo de tiempo y el relevador deberá esperar unos cuantos milisegundos hasta producir el disparo, sin embargo si la falla es muy severa se activará la unidad de disparo instantáneo y el relevador liberará la falla instantáneamente. Este relevador actuará satisfactoriamente para fallas trifásicas y para fallas de doble fase a tierra, disparando el interruptor de acoplamiento de barras.

1.5 Lógica de operación para la configuración de doble barra.

En todas las subestaciones se tienen procedimientos de operación, los cuales están gobernados por condiciones preestablecidas que permiten o no la ejecución de las maniobras que dentro de la misma se realizan, por ejemplo para transferencia de carga, acoplamiento de barras, en caso de pérdidas de generación botar carga, etc. Estos procedimientos necesariamente deben ser ejecutados por los operadores del sistema de manera segura y sin pensar mucho lo que se hará, ya que el tiempo es un factor crítico en la operación. Por ejemplo, en caso de fallas es necesario que el servicio se restablezca en el menor tiempo posible y con el mínimo número de operaciones, por que una falla en la operación provocará una demora considerable en el tiempo de restablecimiento e incrementará el número de operaciones, y en el caso extremo puede hacer imposible el restablecimiento del sistema.

Lo anterior indica que deben elaborarse procedimientos que guíen a los operadores del sistema eléctrico en las maniobras más comunes y que el diseño de la lógica de operación debe ser tal que evite errores en la operación para todo tipo de maniobra. Si el diseño de la lógica operativa es óptimo se obtendrá por resultados: mayor seguridad al personal para operaciones locales, se reducirá la destrucción innecesaria de equipo en las subestaciones y se evitarán las salidas de las líneas por errores de operación en las subestaciones del sistema eléctrico.

La lógica de operación de la configuración inicial de doble barra con interruptor de acoplamiento de barras se explica en los diagramas lógicos de las figuras 1.7, 1.8, 1.9, 1.10.

1.6 Consideraciones mínimas para retirar el equipo de la subestación con configuración de doble barra.

En base a los diagramas lógicos y al funcionamiento del esquema de protecciones se deduce que para retirar el equipo de la subestación existente sin afectar su operación se debe realizar lo siguiente:

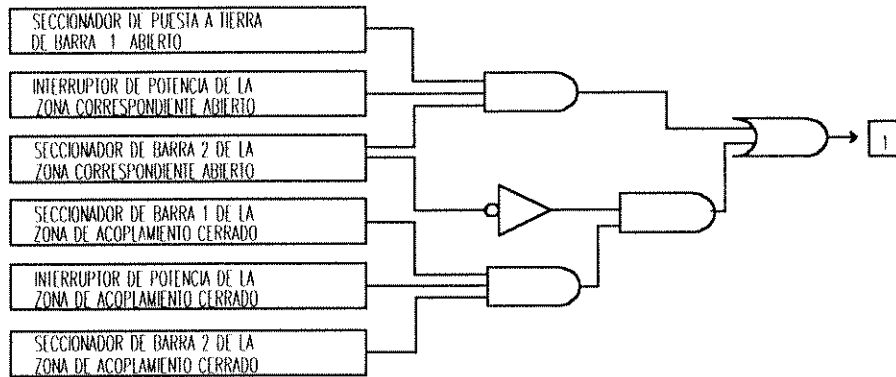
- Eliminar los enclavamientos de los seccionadores de barra 1 y 2 de los campos a retirar para no afectar la operación normal de los seccionadores de barra y puesta a tierra del campo de acoplamiento de barras, esto de acuerdo a los diagramas lógicos de operación para el campo de acoplamiento de barras de la figura 1.8 y 1.9 numerales 3 al 6. Lo anterior se logra colocando en cortocircuito los contactos auxiliares de los mecanismos de operación de los seccionadores de barra 1 y 2 de todos los campos de manera que la lógica de operación del acoplamiento siga funcionando adecuadamente con los campos restantes.
- Eliminar las señales de posición que los seccionadores de barra 1 y 2 le dan a la protección diferencial de barras para que actúe en cooperación con la protección de fallo de interruptor tal como se explico en 1.4.2.2. Lo anterior se logra colocando en cortocircuito los contactos auxiliares normalmente abiertos o colocando en circuito abierto los contactos auxiliares normalmente cerrados del mecanismo de operación de los seccionadores de barra 1 y 2; ya que la lógica de operación para la cooperación entre el relé de falla de interruptor (50-BF) y la protección diferencial de barras identifica esta condición como aquella en que el campo de línea está conectado o desconectado de la barra 1 y la barra 2.

Con lo anterior, se logrará que el sistema de operación de la subestación siga funcionando sin ningún problema; adicionalmente se logra evitar que el relevador diferencial de barras envíe señales innecesarias a los campos retirados.

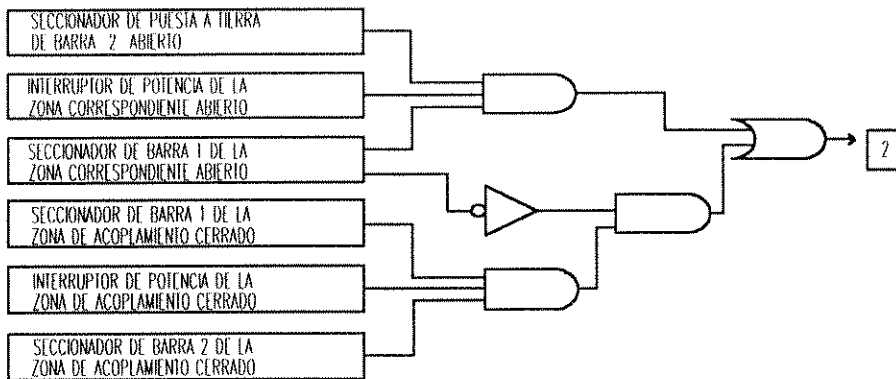
LÓGICA DE OPERACIÓN PARA LA CONFIGURACIÓN BAJO EL ESQUEMA DOBLE BARRA CON INTERRUPTOR DE ACOPLAMIENTO DE BARRAS

CASO 1: CAMPO DE LÍNEA

1.- MANIOBRA DE CIERRE O APERTURA SECCIONADOR DE BARRA 1



2.- MANIOBRA DE CIERRE O APERTURA SECCIONADOR DE BARRA 2



3.- MANIOBRA DE CIERRE O APERTURA SECCIONADOR DE LÍNEA



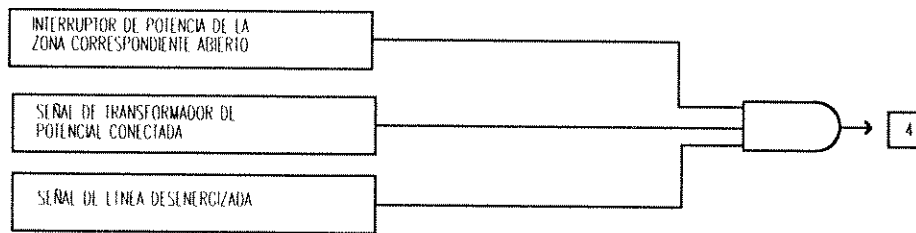
Figura 1.7. Diagramas lógicos de operación campo de línea. (1)

LÓGICA DE OPERACIÓN PARA LA CONFIGURACIÓN BAJO EL ESQUEMA DOBLE BARRA CON INTERRUPTOR DE ACOPLAMIENTO DE BARRAS

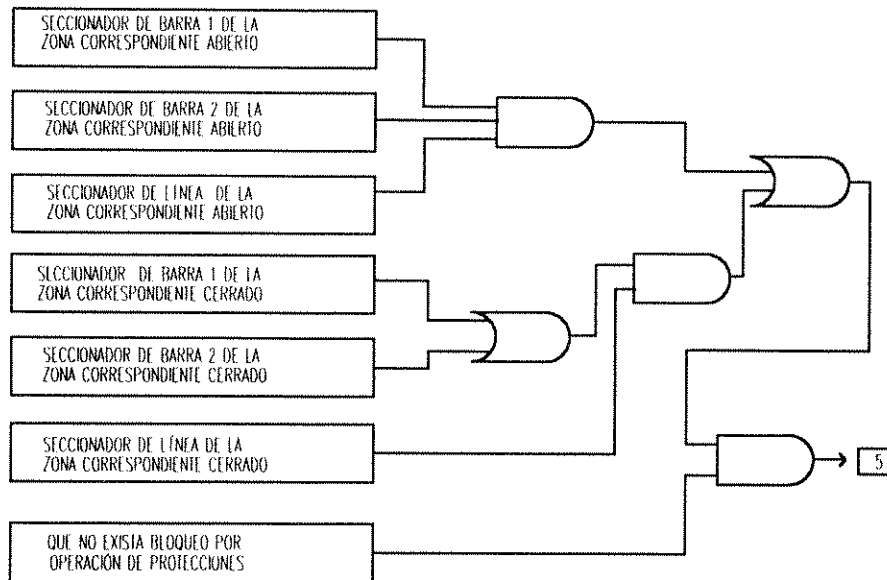
... CONTINUACIÓN

CASO 1: CAMPO DE LÍNEA

4.- MANIOBRA DE CIERRE O APERTURA SECCIONADOR DE PUESTA A TIERRA



5.- MANIOBRA DE CIERRE INTERRUPTOR DE POTENCIA



NOTA : NO EXISTE NINGUNA RESTRICCIÓN PARA LA OPERACIÓN DE APERTURA, ES DECIR QUE EL INTERRUPTOR DISPARA POR CONDICIONES DE FALLA EN LA ZONA PROTEGIDA, APERTURA POR EMERGENCIA O POR MANTENIMIENTO

Figura 1.8. Diagramas lógicos de operación campo de línea. (2)

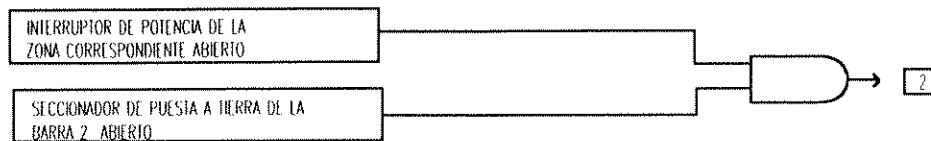
LÓGICA DE OPERACIÓN PARA LA CONFIGURACIÓN BAJO EL ESQUEMA DOBLE BARRA CON INTERRUPTOR DE ACOPLAMIENTO DE BARRAS

CASO 2 : CAMPO DE ACOPLAMIENTO

1.- MANIOBRA DE CIERRE O APERTURA SECCIONADOR DE BARRA 1



2.- MANIOBRA DE CIERRE O APERTURA SECCIONADOR DE LA BARRA 2



3.- MANIOBRA DE CIERRE O APERTURA DE SECCIONADOR DE PUESTA A TIERRA DE BARRA 1



4.- MANIOBRA DE CIERRE O APERTURA DE SECCIONADOR DE PUESTA A TIERRA DE LA BARRA 2



5.- MANIOBRA DE CIERRE DE INTERRUPTOR DE ACOPLAMIENTO DE BARRAS

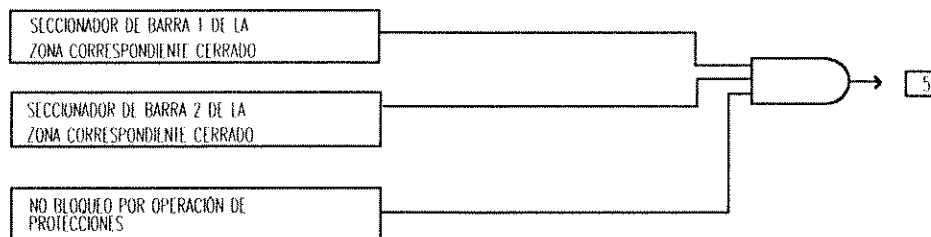


Figura 1.9. Diagramas lógicos de operación campo de acoplamiento. (3)

LÓGICA DE OPERACIÓN PARA LA CONFIGURACIÓN BAJO EL ESQUEMA DOBLE BARRA CON INTERRUPTOR DE ACOPLAMIENTO DE BARRAS

...CONTINUACIÓN...

CASO 2: CAMPO DE ACOPLAMIENTO

6.- MANIOBRA DE APERTURA INTERRUPTOR DE POTENCIA

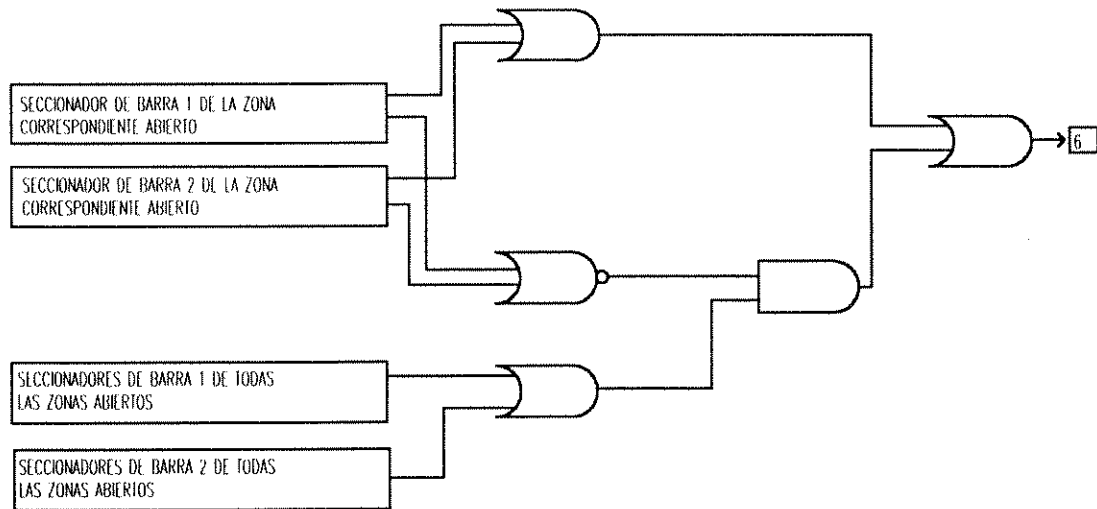


Figura 1.10. Diagramas lógicos de operación campo de acoplamiento. (4)

2. TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO PARA SUBESTACIÓN

2.1 Filosofía para la aplicación de transformadores de instrumento.

Los transformadores de instrumento se usan en las subestaciones de potencia para transformar los voltajes y corrientes de los circuitos primarios a valores standard normalizados, los cuales se usan para alimentar aparatos e instrumentos de medición y/o protección; los devanados primario y secundario están relativamente cerca en un transformador de instrumento, pero están normalmente eléctricamente aislados tal y como lo requiere el nivel de voltaje del circuito primario.

Normalmente la operación de los transformadores de corriente es casi en condiciones de cortocircuito en el secundario, y para los transformadores de potencial es casi bajo condición de vacío en el secundario; más ahora que los instrumentos de medición y protección tienen la tendencia a ser del tipo estático o digitales lo cual hace que eléctricamente representen menos carga.

Los valores de corriente y voltaje de los transformadores de instrumento son iguales a los del circuito primario multiplicado por el factor de relación excepto por el error de transformación.

A partir de los 110 kV algunas empresas eléctricas especifican sus transformadores de instrumento combinados, es decir en el mismo transformador están incluidos tanto el transformador de corriente como el transformador de potencial, claro es evidente que esto se da por razones económicas y algunas veces de espacio en las subestaciones.

Los valores de corriente y voltaje secundarios standard para los transformadores de instrumento están de acuerdo al tipo de norma bajo la cual son fabricados; por ejemplo si son fabricados bajo las normas americanas de ANSI entonces la corriente será de 5 amperios secundarios y el voltaje será de $120/\sqrt{3}$ voltios secundarios y si están construidos bajo normas europeas IEC entonces la corriente puede ser 5 amperios ó 1 amperio secundario y el voltaje de $100/\sqrt{3}$ tal y como se requiera.

2.2 Aplicación de los transformadores de instrumento.

Ya que los transformadores de instrumento pueden ser usados para protección y/o medición, es decir, se pueden conectar con propósitos de medición a instrumentos de medición, contadores, transductores, etc. y con propósitos de protección cuando se conectan a dispositivos de protección como lo son los relevadores de protección. Para los transformadores de instrumento existe una división de acuerdo a las clases de precisión para cada tipo de norma, tal como se muestra en el cuadro 2.1.

Aplicación	Clase de precisión bajo normas ANSI	Clase de precisión bajo normas IEC
para mediciones de precisión y calibración	0.3	0.1
para mediciones exactas de potencia y tarificación	0.3	0.2
para tarificación e instrumentos exactos de medida	0.6	0.5
para aparatos de medida de servicio (Medidores de voltaje, corriente, potencia y contadores)	1.2	1
para medidores de voltaje y corriente, relés de voltaje y de sobrecorriente.	1.2	3.5
para núcleos de protección de transformadores de corriente	C, T	10P

Cuadro 2.1. Comparación de normas para aplicación de transformadores de instrumento por clase de precisión.

2.3 Transformadores de corriente.

Este se puede definir como un transformador de instrumento en el cual la corriente secundaria es proporcional a la corriente primaria y desfasada con relación a ésta un ángulo cercano a cero, para condiciones normales de uso y conexión del mismo.

2.3.1 Objetivo de aplicación de transformadores de corriente.

En los transformadores de corriente se incorpora el devanado primario a la línea y lleva la corriente que está fluyendo en la misma. El principal objetivo de un transformador de corriente es transformar la corriente de la línea respecto de magnitud y ángulo de fase a valores normalizados para los equipos de medición y protección, dentro de los límites de error permitidos por las normas.

2.3.2 Causas de error en los transformadores de corriente.

La principal fuente de error en los transformadores de medición está en la curva de magnetización es decir, la corriente de magnetización. Para lograr que los errores de transformación se mantengan en valores pequeños los transformadores de corriente vienen equipados con núcleos de alto grado magnético.

Los núcleos de los transformadores de corriente son fabricados de los siguientes materiales, según su aplicación:

- aleación de hierro-silicio
- aleaciones ricas de hierro-nikel

En la figura 2.1 muestra las curvas de magnetización para los materiales más usados en la construcción de núcleos de transformadores de corriente. El material 1 de las curvas mostradas en la figura 2.1 se usa principalmente para núcleos de medición y el material 3 para núcleos de protección.

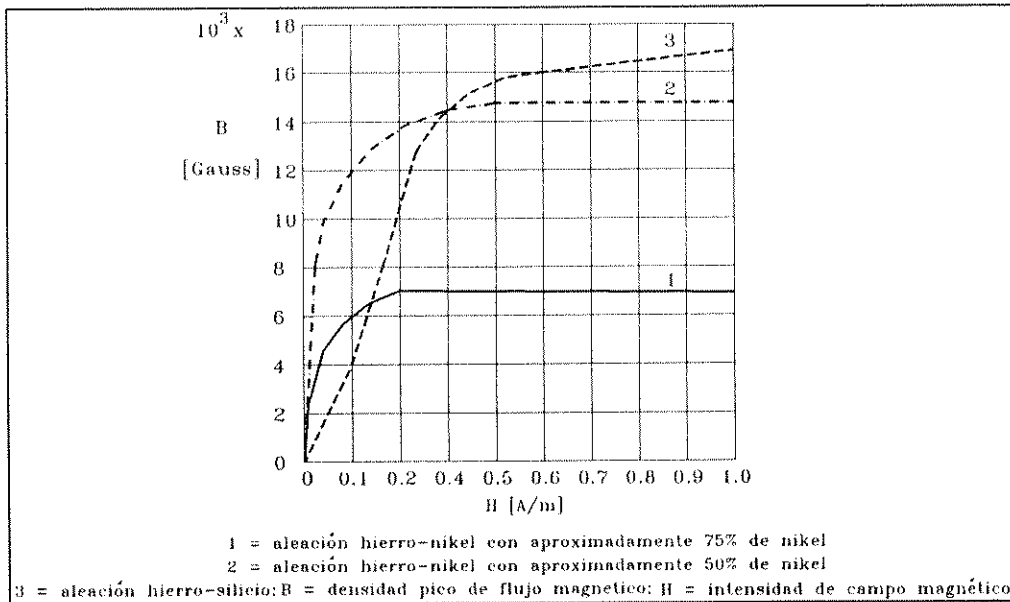


Figura 2.1. Curvas de magnetización de los materiales usados en la construcción de núcleos.

2.3.3 Tipos de construcción en los transformadores de corriente.

Ya que el devanado primario se instala directamente sobre el circuito primario, la parte del diseño constructivo es definido por el devanado primario y su aplicación, entre los diseños existentes se tienen: tipo devanado, barra, ventana, boquilla, invertido y tanque.

- **Tipo devanado.**

Este tipo es el que tiene una ó más espiras en el devanado primario rodeando a uno ó más núcleos; el devanado primario se encuentra aislado del devanado secundario así como de los núcleos y vienen como una unidad.

- **Tipo barra.**

Este tipo tiene un conductor aislado recto en forma de barra, varilla ó tubo, el cual constituye el devanado primario, este pasa a través de una ventana del núcleo. Para este tipo de transformador de corriente los devanados primarios se encuentran fijos en el circuito magnético y mutuamente aislados eléctricamente.

- **Tipo ventana.**

Este tipo de transformador no tiene devanado primario pero tiene la facilidad de poder pasar uno o más conductores a través de una ventana aislada que forma parte del núcleo. El devanado primario esta íntegramente ensamblado con el núcleo y está dispuesto de tal manera que queda eléctricamente aislado.

- **Tipo boquilla.**

Este tipo de transformador no tiene ni devanado primario ni aislamiento para el mismo, normalmente el devanado primario esta formado por un conductor que forma parte de otro equipo cualquiera. El secundario está eléctricamente aislado y colocado sobre un núcleo de tipo toroidal.

- **Tipo invertido**

Este es un transformador tipo subestación, donde el devanado primario está formado ya sea por un tubo o barra y se encuentra alojado en un tanque tipo cuba el cual se encuentra en la cabeza del transformador de corriente, el devanado primario y el secundario forman una unidad rígida pero se encuentran eléctricamente aislados. En este tipo de transformadores los cables del secundario salen desde la cabeza del transformador pasando dentro del aislamiento principal hasta alimentar la caja de terminales secundarias, en la cual se identifican los devanados de medición y protección.

- **Tipo tanque.**

Este es un transformador tipo subestación, donde el devanado primario está formado por un cable que forma una sola espira, éste sale de la cabeza del transformador y pasa a través del aislamiento principal hasta el tanque tipo cuba que está en la parte inferior del transformador de corriente y allí se transforma la corriente al valor secundario de 5 ó 1 amperio. La caja de terminales secundarias se aloja en el tanque tipo cuba.

2.3.4 Devanados de los transformadores de corriente.

Cuando se requiere se pueden especificar los transformadores de corriente con facilidad de reconexión en el devanado primario o secundario para obtener desde una hasta tres diferentes relaciones de transformación.

2.3.4.1 Cambio de relación sobre el devanado primario.

Cuando el transformador permite la facilidad de reconexión para el cambio de relación de transformación desde el devanado primario, estas reconexiones se hacen por medio de la interconexión de devanados primarios parciales, ya sea en serie, serie-paralelo en paralelo. Cuando se aplica algún tipo de reconexión utilizando el devanado primario, tanto la salida nominal en VA como la capacidad de sobrecorriente permanecen invariables.

2.3.4.2 Cambio de relación sobre el devanado secundario.

Si el cambio de relación se desea hacer sobre el devanado secundario solo debe intercambiar la conexión al tap que de la relación deseada en el devanado secundario.

Normalmente se especifican para tres o cuatro devanados de secundario, uno de medición dos de protección y uno adicional de protección y/o medición; todos los devanados secundarios deberán

tener circuitos magnéticos independientes y un devanado primario común; esto con el objetivo de que cada devanado tenga su función sin afectar la operación de los otros, idealmente deben trabajar como transformadores de corriente independientes.

Cuando existe una reducción de la relación de este tipo las salidas de medición se reducen aproximadamente con el cuadrado de la reducción de la corriente primaria y para protección la reducción es directamente proporcional a esta reducción.

2.3.5 Aplicación de transformadores de corriente por su diseño.

La aplicación de diferentes diseños de transformadores de corriente se puede clasificar normalmente por su tipo de aislamiento de la manera que se muestra en el cuadro 2.2.

AISLAMIENTO	TIPO	RANGO DE VOLTAJE	APLICACIÓN
Seco	Tipo barra y devanado	Bajo voltaje	Interior
Resina fundida	Tipo boquilla y poste	Medio voltaje	Interior y en SF ₆
Porcelana con papel impregnado en aceite dieléctrico	Tipo tanque e invertido	Alto y muy alto voltaje	Exterior

Cuadro 2.2. Aplicación de transformadores de corriente por su diseño.

2.3.6 Aplicación de transformadores de corriente usando normas IEC-185.

2.3.6.1 Núcleos de medición.

Núcleos de medición	Salida nominal	2.5-5.0-10-30 VA; factor de potencia del burden $\cos\beta = 0.80$
	Clase de precisión: es un número ó índice de clase igual al límite admisible de error de corriente, expresado en tanto por ciento respecto de la corriente nominal primaria y con la carga de precisión nominal.	0.1-0.2-0.5-1 validas entre 25% y 100% de la potencia nominal. 0.25-0.5 solo para corrientes secundarias de 5 amperios. 3-5 Validas entre el 50% y el 100% de la potencia nominal
	Designación	Los núcleos de medición son designados por una combinación de salida nominal y clase, por ejemplo: 15 VA Clase 0.5 15 VA Clase 0.5 ext. 150% (Significa que es un transformador de rango extendido)

Cuadro 2.3. Núcleos de medición según normas IEC.

Clase de precisión	+ % de error de corriente en % de la corriente nominal				+ Error de fase en % de la corriente nominal							
					Minutos				Centiradianes			
	5	20	100	120	5	20	100	120	5	20	100	120
0.1	0.4	0.2	0.1	0.1	15	8	5	5	0.45	0.24	0.15	0.15
0.2	0.75	0.35	0.2	0.2	30	15	10	10	0.9	0.45	0.3	0.3
0.5	1.5	0.75	0.5	0.5	90	45	30	30	2.7	1.35	0.9	0.9
1.0	3.0	1.5	1.0	1.0	180	90	60	60	5.4	2.7	1.8	1.8

Cuadro 2.4. Límites de error según normas IEC.

Clase de precisión	+ % de error de corriente en % de la corriente nominal					+ Error de fase en % de la corriente nominal									
						Minutos					Centiradianes				
	1	5	20	100	120	1	5	20	100	120	1	5	20	100	120
0.2S	0.75	0.35	0.2	0.2	0.2	30	15	10	10	10	0.9	0.45	0.3	0.3	0.3
0.2S	1.5	0.75	0.5	0.5	0.5	90	45	30	30	30	2.7	1.35	0.9	0.9	0.9

Cuadro 2.5. Límites de error para transformadores de corriente o aplicaciones especiales.

El cuadro 2.5 aplica solamente para transformadores de corriente de 5 amperios secundarios.

Los transformadores de clase 0.1 - 1 se definen como transformadores de rango amplio para un 120%, 150% y 200% de la corriente primaria. Los límites de error para el Error de fase para las clases 3 y 5 no están definidos.

En la especificación de transformadores de corriente para medición bajo normas IEC, se indica el factor de seguridad FS, siendo este la relación existente entre la corriente límite nominal y la intensidad primaria nominal. La seguridad de un dispositivo alimentado por un transformador de corriente es mayor, en caso de cortocircuito en la red a la cual está interconectado el devanado primario, en la medida que sea menor el factor de seguridad FS.

2.3.6.2 Núcleos de protección

Núcleos de protección	Sálida nominal preferida	10-15-30 VA
	Clases de precisión	5P y 10P, donde el número denota el máximo error compuesto en el error de corriente y la letra P indica que es un núcleo de protección.
	Factor del límite de error	5-10-15-20-30
	Designación	Los núcleos de protección son designados por una combinación de salida nominal y la clase por el factor del límite de error, por ejemplo: 30 VA clase 5P10

Cuadro 2.6. Núcleos de protección según normas IEC.

Clase de precisión	Error de corriente en % en relación a la corriente primaria	Error de fase en relación a la corriente primaria		Error compuesto en % del factor del límite de error
		Minutos	Centiradianes	
5P	+1	+60	+1.8	5
10P	+3	-	-	10

Cuadro 2.7. Límites de error para núcleos de protección según normas IEC.

2.3.7 Aplicación de transformadores de corriente usando normas ANSI C57.13.

La aplicación de esta norma es válida para sistemas de frecuencia nominal de 60 Hz y cargas secundarias con una corriente de 5 amperios.

2.3.7.1 Clases de precisión.

La precisión para transformadores de corriente se define por dos símbolos, el primer símbolo puede ser una letra "C" o "T", dependiendo de la influencia del flujo de dispersión en el error de medida del transformador.

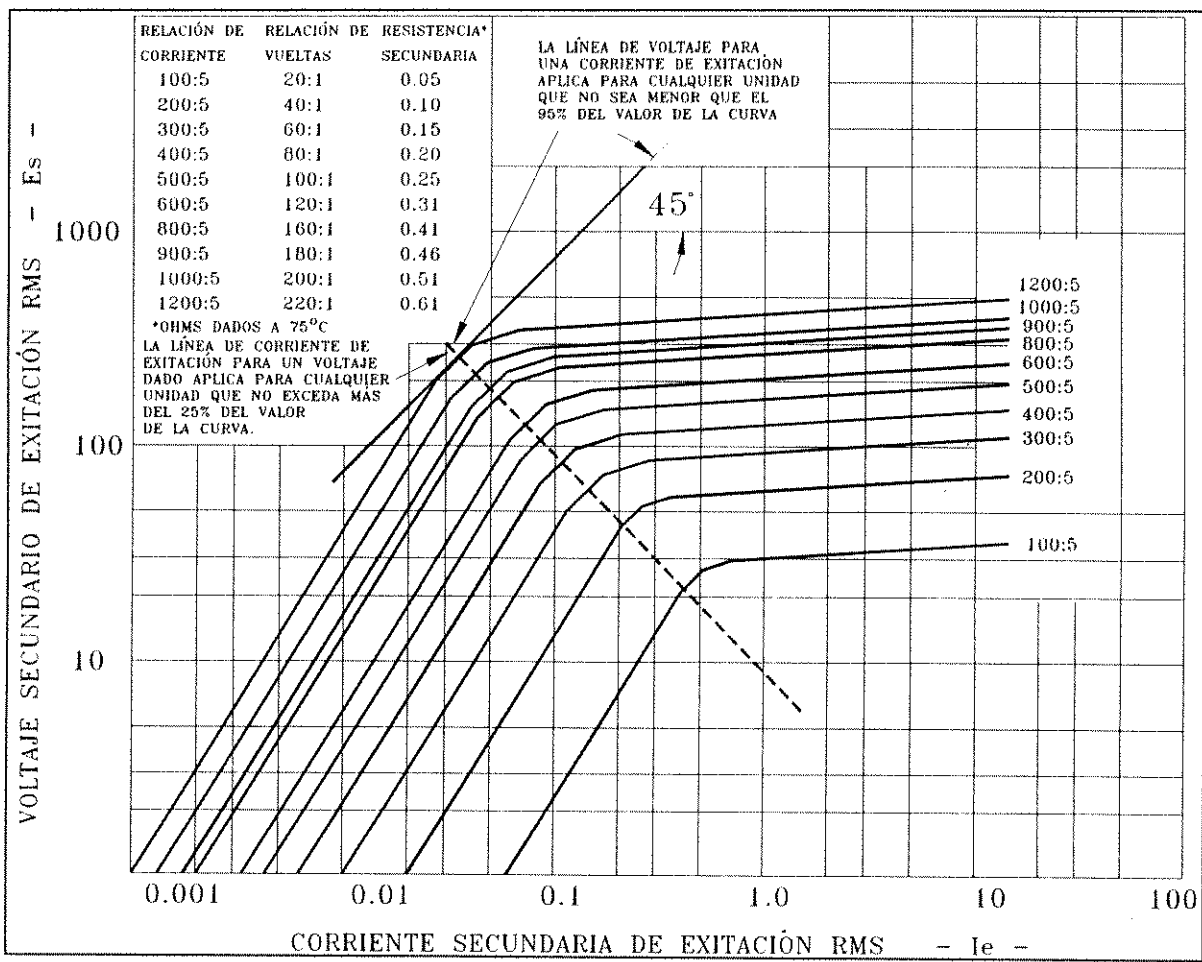


Figura 2.2. Curvas típicas de excitación para transformadores de corriente de relación múltiple clase C.

Los transformadores de corriente identificados con letra "C", son diseñados con poca reactancia de dispersión de manera que el efecto del flujo de dispersión sobre el error de transformación es despreciable. El rango de aplicación de los transformadores de corriente clase "C" es 20 veces la corriente nominal sin exceder los límite de error establecido por las normas, estos transformadores se les puede conectar cualquier burden normalizado en el secundario sin salirse del límite de error. En la figura 2.2. se muestran las curvas típicas de excitación para transformadores de corriente clase "C", en ellas se puede observar el rango de aplicación.

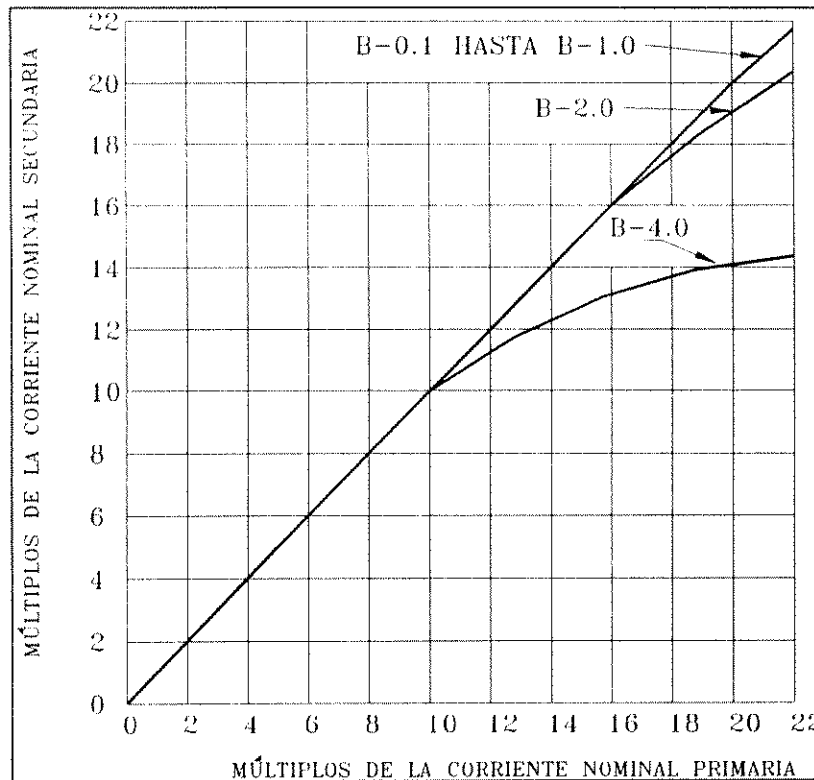


Figura 2.3. Curva típica de relación de sobrecorriente para transformadores de corriente clase T.

Los transformadores de corriente identificados con letra "T", tienen un flujo de dispersión, el cual tiene un efecto considerable sobre el error de transformación. Para verificar este efecto se deben hacer mediciones que determinen el comportamiento del transformador de la corriente secundaria respecto a la corriente primaria para diferentes cargas secundarias. En la figura 2.3. podemos observar que los transformadores de corriente clase "T" pueden aplicarse donde se espera una corriente de falla hasta de 22 veces la corriente nominal, estos pueden utilizarse para todos los burden normalizados, excepto para $B = 0.9$ y $B = 1.8$ para los cuales se produce un error de relación del 50%.

2.3.7.2 Voltaje en las terminales secundarias.

El segundo símbolo es el valor numérico que aparecerá en el secundario del transformador de corriente cuando se conecte el burden nominal.

Voltaje en las terminales secundarios (V)	Burden standard
100	B-1
200	B-2
400	B-3
800	B-4

Cuadro 2.8. Voltajes en terminales secundarios de transformadores de corriente según normas ANSI.

2.3.7.3 Límite de error.

El máximo del error compuesto debe ser menor o igual al 10%, dentro del rango de 1 a 20 veces la corriente nominal primaria.

2.3.7.4 Núcleos de medición.

Designación de burden	Resistencia (Ω)	Inductancia (mH)	Impedancia (Ω)	Salida nominal (VA)	Factor de potencia $\cos\beta$
B-0.1	0.09	0.116	0.1	2.5	0.9
B-0.2	0.18	0.232	0.2	5.0	0.9
B-0.5	0.45	0.580	0.5	12.5	0.9
B-0.9	0.81	1.04	0.9	22.5	0.9
B-1.8	1.62	2.03	1.8	45.0	0.9

Cuadro 2.9. Cargas nominales para medición.

Clase de precisión	Error de relación referido a corriente nominal				+ Error de fase referido a la corriente nominal		Clase de precisión equivalente de IEC
	100%		10%		100%	10%	
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	Minutos	Minutos	
0.3	0.997	1.003	0.994	1.006	16	33	0.2
0.6	0.994	1.006	0.988	1.012	33	65	0.5
1.2	0.968	1.012	0.976	1.024	65	130	1

Cuadro 2.10. Clases de precisión para medición y límites de error en el rango de $\cos\beta = 0.6 - 1.0$

Para identificar los núcleos de medición se combina la clase de precisión de medición y la designación del burden, por ejemplo:

- 0.3B-0.1
- 0.6B-0.5

2.3.7.5 Núcleos de protección.

Designación de burden	Resistencia (Ω)	Inductancia (mH)	Impedancia (Ω)	Salida nominal (VA)	Factor de potencia $\cos\beta$
B-1	0.5	2.3	1.0	25	0.5
B-2	1.0	4.6	2.0	50	0.5
B-4	2.0	9.2	4.0	100	0.5
B-8	4.0	18.4	8.0	200	0.5

Cuadro 2.11. Cargas nominales para protección

Con otros valores de cargas el burden se transforma mientras que los valores de salida nominal y el factor de potencia permanece sin cambio alguno.

Para identificar los núcleos de protección se combina la clase de precisión de protección y el voltaje en las terminales secundarias, por ejemplo: C-100, que identifica un transformador de corriente para protección clase C con voltaje en las terminales secundarias de 100 V y un burden nominal B-1.

2.3.9 Procedimiento general para la selección de transformadores de corriente.

Básicamente los procedimientos para la selección de los transformadores de corriente bajo normas ANSI e IEC son similares, en primer lugar se debe revisar la curva de saturación y estimar bajo una condición de operación específica si se satura y cuál es su precisión.

El procedimiento para esto es el siguiente:

1. Definir por medio del diagrama unifilar de protecciones y mediciones los dispositivos que se conectarán al transformador de corriente.
2. Establecer por medio del diagrama trifilar de protecciones la forma en la cual se conectaran los dispositivos a los transformadores de corriente.
3. Investigar las características de los dispositivos de medición, protección y la impedancia de los cables de interconexión entre los transformadores de corriente, tableros y dispositivos de medición y protección.
4. Calcular la carga secundaria total con la suma en serie las cargas, es decir, el burden que alimentará el transformador.
5. Verificar mediante el uso del diagrama unifilar simplificado el voltaje secundario que entrega el transformador de corriente para una adecuada operación de los instrumentos de medición y protección.
6. Determinar el error de relación de transformación
7. Verificar que no exista saturación, si la hay se puede reducir la carga o efectuar un cambio de la relación de transformación.

2.3.11 Pruebas de rutina para transformadores de corriente.

En el cuadro 2.12 se muestra una comparación entre las pruebas de rutina que requieran las normas ANSI e IEC, las cuales son obligatorias para la aceptación de un transformador de corriente.

No.	Prueba	IEC-185 (1987)	ANSI-C57.13 (1978)
1	Identificación de terminales y datos característicos	X	X
2	Resistencia dieléctrica / prueba de voltaje de frecuencia nominal del devanado primario a tierra	X	X
3	Resistencia dieléctrica / prueba de voltaje de frecuencia nominal del devanado secundario a tierra	X	X
4	Prueba de relación de vueltas	X	
5	Verificación de precisión / midiendo el error de corriente y error de fase	X	X
6	Verificación de precisión / midiendo el error compuesto para núcleos de protección	X	
7	Medición de la corriente de magnetización para núcleos de protección		X
8	Medición de descargas parciales	X	
9	Prueba de polaridad		X

Cuadro 2.12. pruebas de rutina para transformadores de corriente exigidas por las normas ANSI e IEC.

2.4 Transformadores de voltaje.

Este se puede definir como un transformador de instrumento en el cual el voltaje secundario es proporcional al voltaje primario y desfasado con relación a éste un ángulo cercano a cero, para condiciones normales de uso y conexión del mismo.

2.4.1 Objetivo de aplicación de transformadores de voltaje

Los transformadores de voltaje se incorpora el devanado primario en paralelo al voltaje de línea. El principal objetivo de un transformador de voltaje es transformar el voltaje de línea respecto de magnitud y ángulo de fase a valores normalizados para los equipos de medición y protección, dentro de los límites de error permitidos por las normas.

2.4.2 Tipos de transformadores de voltaje.

Existen dos tipos de transformadores de voltaje, uno inductivo y el otro capacitivo, los cuales se identifican como transformador de potencial y dispositivo de potencial respectivamente.

2.4.2.1 Transformador de potencial.

Este es un transformador de voltaje de poca potencia, los cuales se pueden conectar de la siguientes formas:

- **Conexión entre dos fases**

Esta conexión utiliza dos transformadores de voltaje conectados en V, y se utilizan normalmente para medir potencia en sistemas trifásicos.

- **Conexión entre fase y tierra**

Esta conexión utiliza un transformador conectado de fase a tierra y para medir potencia en sistemas trifásicos es necesario conectar tres transformadores de voltaje conectados en estrella.

2.4.2.2 Dispositivo de potencial.

Este dispositivo trabaja bajo el principio de divisor capacitivo, es usado para conectar los instrumentos de medición y relés de protección; también se pueden utilizar para propósitos de tarificación.

Este tipo de transformador de voltaje tiene la ventaja que puede ser usado como acoplamiento del sistema de onda portadora de alta frecuencia y las líneas de transmisión, por ejemplo Teleprotección, telecontrol, teled medida y voz.

Lo anterior indica que deben utilizarse los dispositivos de potencial siempre y cuando el diseño de las líneas y subestaciones incluyan un sistema de onda portadora.

2.4.3 Voltajes máximos permitidos en transformadores de voltaje.

La norma IEC-186 define los valores máximos permitidos por medio del factor de multiplicación del voltaje nominal primario, con el cual se obtiene el voltaje máximo permitido aplicable a las terminales primarias sin que tenga efectos dañinos sobre las características térmicas y de precisión del mismo.

En el cuadro 2.13 se muestran las relaciones entre la duración de los voltajes máximos permitidos de acuerdo al método de conexión del primario y las condiciones de puesta a tierra del sistema, pero, se asume normalmente que los transformadores de voltaje soporten 1.2 veces el valor de voltaje con carga y 1.5 veces durante 30 segundos.

Factor de voltaje	Tiempo que soporta el sobre voltaje	Método de conexión del primario y condiciones de puesta a tierra
1.2	Continuamente	Entre líneas y cualquier red. Entre cualquier punto de un transformador en estrella y tierra en cualquier red.
1.2	Continuamente	Entre línea y tierra en un sistema con el neutral sólidamente aterrizado.
1.5	30 segundos	
1.2	Continuamente	Entre línea y tierra en un sistema con el neutral no sólidamente aterrizado y con disparo automático de falla a tierra.
1.9	30 segundos	
1.2	Continuamente	Entre línea y tierra en sistemas con el neutral aislado y sin disparo automático de falla a tierra, o en un sistema aterrizado resonante y sin disparo automático de falla a tierra.
1.9	8 horas	

Cuadro 2.13. Duración de los máximos voltajes permitidos.

2.4.4 Aplicación de transformadores de voltaje usando normas IEC-185.

2.4.4.1 Núcleos de medición.

Clase de precisión	De 0.8 a 1.2 veces el voltaje y de 0.25 a 1.0 veces el burden nominal con un factor de potencia de 0.8		
	± Error de voltaje en % del voltaje nominal	± Error de fase en % del voltaje nominal	
		Minutos	Centiradianes
0.1	0.1	5	0.15
0.2	0.2	10	0.3
0.5	0.5	20	0.6
1.0	1.0	40	1.2
3.0	3.0	No especificado	No especificado

Cuadro 2.14. Límites de error para medición según normas IEC

2.4.4.2 Núcleos de protección.

Clase de precisión	Para un factor de voltaje de 5% del voltaje nominal y un rango 0.25 a 1.0 veces el burden nominal con un factor de potencia de 0.8		
	± Error de voltaje en % del voltaje nominal	± Error de fase en % del voltaje nominal	
		Minutos	Centiradianes
3P	3	120	3.5
6P	6	240	7

Cuadro 2.15. Límites de error para protección según normas IEC

2.4.5 Aplicación de transformadores de voltaje usando normas ANSI C57.13.

La aplicación de esta norma es válida para sistemas con frecuencia nominal de 60 Hz y cargas secundarias con un voltaje de 120 V.

2.4.5.1 Burden nominal.

Las normas ANSI C57.13 estipula para transformadores de voltaje los siguientes burdens nominales:

- X
- Y
- M
- Z
- ZZ

El burden identificado con la letra M no es recomendable, por lo que antes de especificarlo se debe consultar con los fabricantes de equipos.

2.4.5.2 Clases de precisión.

Las clases de precisión de acuerdo a las normas ANSI C57.13 para transformadores de potencial son:

- 0.3
- 0.6
- 1.2

Estas clases de precisión son aplicables tanto a los devanados de medición como para los devanados protección de los transformadores de voltaje.

2.4.5.3 Núcleos de medición y protección para transformadores de potencial.

Designación del burden	Resistencia (Ω)	Inductancia (mH)	Impedancia (Ω)	Salida nominal VA	Factor de potencia
W	125.5	3.31	1254.9	12.5	0.1
X	439.2	1.19	627.45	25	0.7
M	89.65	1.17	417.71	35	0.2
Y	177.78	0.29	209.15	75	0.85
Z	66.67	0.11	78.43	200	0.85
ZZ	33.33	0.05	39.22	400	0.85

Cuadro 2.16. Cargas nominales para medición y protección en transformadores de potencial conectados entre dos fases.

Designación del burden	Resistencia (Ω)	Inductancia (mH)	Impedancia (Ω)	Salida nominal VA	Factor de potencia
W	41.83	1.1	418.3	12.5	0.1
X	146.41	0.396	209.15	25	0.7
M	29.84	0.387	192.23	35	0.2
Y	59.25	0.097	69.71	75	0.85
Z	22.22	0.0364	26.14	200	0.85
ZZ	11.11	0.0183	13.83	400	0.85

Cuadro 2.17. Cargas nominales para medición y protección en conexión fase a tierra en transformadores de potencial.

La designación de la precisión de un transformador de voltaje es número que indica la clase de precisión seguido de una letra que identifica el burden nominal, esto identifica por defecto la salida nominal en VA, por ejemplo:

- 0.3Y

Que significa que tiene una clase de precisión de medición y protección 0.3 un burden Y al cual corresponde una salida nominal de 75 VA.

2.4.5.4 Núcleos de medición y protección para dispositivos de potencial.

Para los transformadores de potencial las clases de precisión para medición y protección son las mismas según las normas ANSI-C57.13; sin embargo, en los dispositivos de potencial existe una diferencia de acuerdo a las normas ANSI-C93.2 las clases de precisión de medición son las mismas

que para transformadores de potencial, pero en los dispositivos de potencial para protección define una sola clasificación, la cual se denomina 1.2R.

En el cuadro 2.19 se define la característica de precisión de protección para los dispositivos de potencial.

Voltaje aplicado en % del voltaje nominal	Factor de corrección de		
	relación mínimo	relación máximo	ángulo de fase en grados
90	Límites de la clase de precisión		
25	0.97	1.03	± 3°
5	0.95	1.05	± 5°

Cuadro 2.18. Factores de corrección para dispositivos de potencial.

Clase de precisión	Factor de corrección de		
	relación mínima	relación máxima	ángulo de fase en minutos
1.2R	0.988	1.012	± 6'

Cuadro 2.19. Precisión de protección para dispositivos de potencial.

2.5 Comparación entre las clases de precisión para las normas ANSI e IEC para transformadores de corriente.

Para los devanados de medición las medidas deben ser exactas bajo condiciones normales de operación y para devanados de protección las mediciones deben ser exactas para condiciones de falla, es decir, con grandes corrientes de cortocircuito. Pero en la práctica ocasionalmente se necesita intercambiar transformadores de corriente con diferente clase de precisión tanto para medición como para protección, para esto debe considerarse lo siguiente:

2.5.1 Devanados de medición.

Las normas IEC extiende la precisión hasta 1.2 veces la corriente nominal, o más en caso de transformadores de rango extendido; las normas ANSI exige que la clase de precisión se mantenga para los mismos valores que el límite de la corriente térmica continua, la cual se toma valores como 1, 1.33 ó 1.5 veces la corriente nominal. Para normas ANSI el error de corriente solo está definido para carga nominal, por lo cual se expresan varias cargas con su respectivo factor de potencia para las cuales debe cumplirse la precisión deseada.

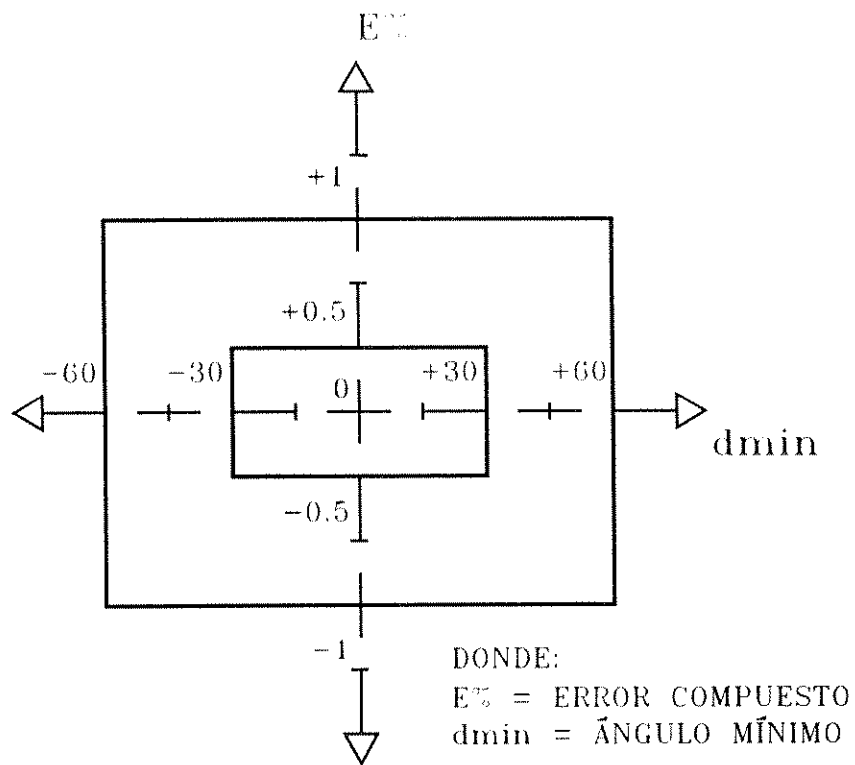


Figura 2.4. Rectángulo típico de error compuesto según normas IEC

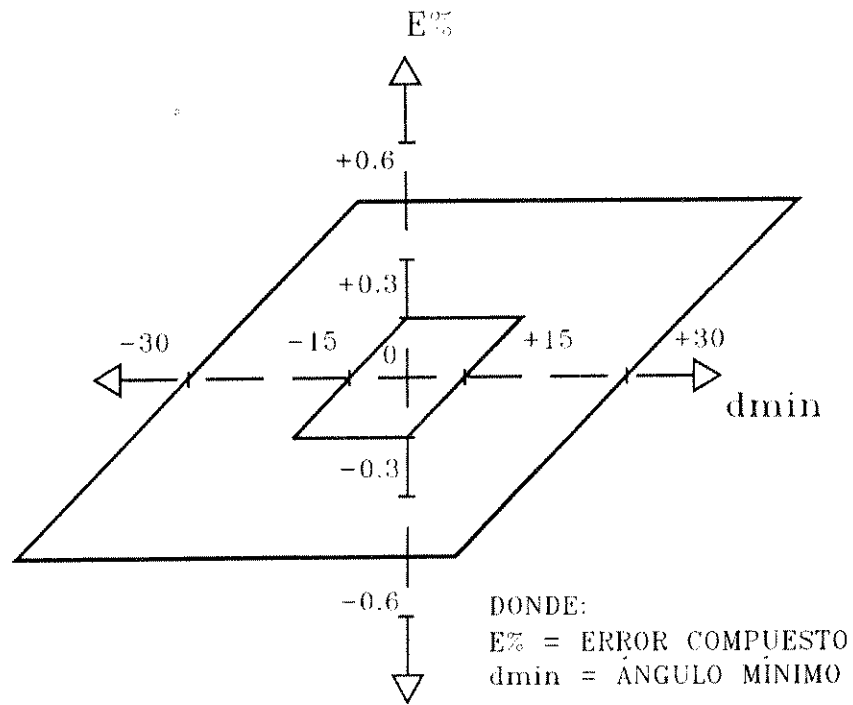


Figura 2.5. Romboide típico de error compuesto según normas ANSI.

El error compuesto para las normas IEC es representado por un rectángulo ver figura 2.5 y para las normas ANSI es representado por un romboide ver figura 2.6. Por ejemplo, un transformador de corriente especificado bajo normas ANSI con la siguiente designación:

0.6B0.5

Donde la clase de precisión es 0.6 y el burden es de 0.5 ohms con un factor de potencia igual a 1, es decir 12.5 VA para una corriente secundaria de 5 amperios; la comparación se puede hacer desde el punto que un transformador de corriente clase 0.5 según IEC puede no cumplir la clase 0.6 según ANSI, a pesar que las normas IEC tengan un rango mas amplio en cuanto a errores de relación.

Por lo anterior, se puede concluir que no existe equivalencia alguna entre las normas ANSI e IEC para devanados de medición en transformadores de corriente.

2.5.2 Devanados de protección.

Como se puede observar en los cuadros anteriores las clases de precisión de protección en transformadores de corriente según normas IEC se definen por 5P y 10P mas el burden en VA y el número máximo de veces la corriente nominal para la cual no se excede el error compuesto.

Por ejemplo en este trabajo los devanados de protección de los transformadores de corriente tienen la siguiente designación:

75 VA 5P10

Esto significa que el error compuesto debe ser menor que el 5% cuando la corriente de cortocircuito es 10 veces la corriente nominal primaria, alimentando un burden de 75 VA; además, el error a corriente nominal es menor que el 1%.

Las normas ANSI definen dos tipos de núcleo los clase "C" y "T", y la designación es una letra C o T y a continuación un número que indica el voltaje en las terminales secundarias del transformador de corriente.

El único caso de equivalencia entre las normas ANSI e IEC, es para la clase C200 que es casi igual 50 VA 10P20 para una corriente secundaria de 5 amperios.

De lo anterior, se puede concluir que no existe equivalencia entre las normas ANSI e IEC para devanados de protección en transformadores de corriente y para verificarlo solo es necesario comparar los cuadros anteriores y las gráficas de error compuesto.

Análogamente, vemos que para los transformadores o dispositivos de potencial bajo normas IEC y bajo normas ANSI tampoco existe ninguna equivalencia.

2.5.3 Aplicación de normas.

Teniendo conocimiento de ambas normas tal y como se presenta en este capítulo se demuestra que no se puede aplicar indistintamente un transformador de corriente o voltaje especificado bajo una norma en combinación de otra norma. Algunos, fabricantes de equipo aseguran fabricar transformadores de corriente y potencial que pueden cumplir con las dos normas simultáneamente si se requiere; sin embargo, es recomendable especificar los equipos bajo normas ANSI o IEC según lo requiera nuestro diseño, ya que ambas normas son diferentes en cuanto a precisión.

El uso de una sola norma para los transformadores de instrumento nos garantizará la medición de energía correcta dentro de los límites de error establecidos por la norma que estemos utilizando y adicionalmente la correcta operación de los relés de protección.

Adicionalmente, para la especificación de todos los equipos de protección y medición, incluyendo: relevadores de protección, contadores para facturación, transductores e instrumentos de indicación de parámetros como corriente, voltaje, vatios se deben especificar bajo normas IEC, de acuerdo a los transformadores de instrumento descritos de la página 7 a la 10 del capítulo 1.

2.6 Cuidados para el transporte de transformadores de instrumento.

Durante el proceso de transporte, los transformadores de corriente, marca ASEA tipo IMBD-245, de acuerdo a las recomendaciones del fabricante deben colocarse horizontalmente dentro de un embalaje de madera reforzado con la caja de terminales secundarias montadas hacia arriba, ya que el tanque de expansión está dispuesto de forma que el gas nitrógeno no penetre dentro del transformador; adicionalmente por su diseño se permite como máximo en la posición horizontal un ángulo de 15° respecto al eje longitudinal del transformador.

Al no respetar las recomendaciones anteriores durante el transporte o almacenamiento el gas nitrógeno del tanque de expansión puede penetrar dentro de la porcelana del transformador provocando daños en el aislamiento de alta tensión.

Para los transformadores de potencial capacitivos, marca Trench Electric tipo TEM245H, su embalaje original está dispuesto de manera que el transformador viene dividido en dos secciones, la primera sección con la caja de terminales secundarias y una unidad capacitiva inferior, la otra con la unidad capacitiva superior. De acuerdo a las recomendaciones del fabricante para transporte posterior si el embalaje se ha dañado o se están trasladando de una subestación a otra se puede transportar el transformador de potencial totalmente armado en disposición horizontal dentro de un embalaje de madera reforzado para evitar que se dañe la porcelana.

3. DISPOSITIVOS DE OPERACIÓN

3.1 Principios de los dispositivos de operación.

Los dispositivos de operación son componentes de interruptores de potencia, seccionadores y cuchillas de puesta a tierra utilizados para controlar la correcta operación de conexión y desconexión de los interruptores de potencia y seccionadores.

Los dispositivos de operación motorizados son realmente servomecanismos que a través de señales de control tienen una variable de entrada y una de salida que le indican la posición del interruptor, ya sea que está cerrado o abierto, esto se da por medio de los contactos auxiliares de los interruptores que a la vez tienen definidas y controladas de forma independiente las funciones de cierre y apertura de manera que no se den ambas simultáneamente.

En este capítulo se describirán las principales partes y funciones de los dispositivos de operación motorizados desde el punto de vista eléctrico para lo cual se utilizará el diagrama eléctrico de cada dispositivo de operación; de acuerdo a las normas ANSI-C37.2 estos dispositivos de operación se identifican a través de un número de dispositivo y les corresponde el número 84.

3.2 Dispositivos de operación para seccionadores.

El dispositivo de operación para seccionadores del que se habla es tipo BCM12 marca ASEA, el cual funciona por medio de un engranaje acoplado a un motor serie de corriente directa para mando reversible; el engranaje hace girar el seccionador 190° en una y otra dirección sobre un eje vertical, es decir, para cierre y apertura del seccionador. Luego de una operación de cierre o apertura el mecanismo para automáticamente.

Este movimiento de 190° se puede realizar también por medio del dispositivo de operación manual.

3.2.1 Componentes del dispositivo de operación BCM12.

Los componentes que se listan a continuación están de acuerdo al diagrama eléctrico de la figura 3.2, el cual corresponde al dispositivo de operación para seccionadores de apertura lateral central y operación tripolar.

- Contactos auxiliares BG2.
- Contactos de fin de carrera BG1 y BG3.
- Resistencia de calefacción E1.
- Motor DC. M.
- Resistencia en derivación R4.
- Relé de bajo voltaje K1.
- Relés de cierre y apertura Q1 y Q3 respectivamente.

- Contacto de bloqueo de operación manual.
- Protección térmica.

3.2.1.1 Dispositivo de operación manual.

Este está formado por una palanca que está acoplada al eje del mecanismo de operación y se utiliza en caso que el mecanismo de operación motorizado no responda.

3.2.1.2 Panel de control.

Este panel sirve para controlar la operación del seccionador en posición local, remota y desconectado. La posición desconectado significa que la operación se realiza operación manualmente. El panel de control es como el mostrado en la figura 3.1.

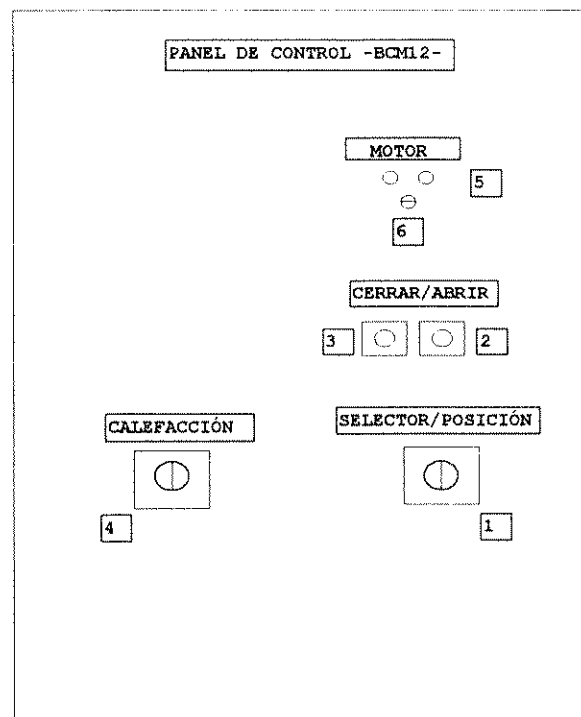


Figura 3.1. Panel de control para seccionadores y cuchillas de puesta a tierra.

En donde:

1. selector de posición local, remoto y desconectado (S4).
2. pulsador de operación para cerrar (S3).
3. pulsador de operación para abrir (S1).
4. selector para conectar y desconectar la calefacción (Q2).
5. botones para conectar y desconectar la corriente al arrancador del motor.
6. tornillo para graduar la desconexión térmica del motor.

3.2.1.3 Bloqueo mecánico.

En seccionadores de línea que tienen la cuchilla de puesta a tierra incorporada con dispositivo de operación motorizado independiente para el seccionador y la cuchilla, debe existir un bloqueo mecánico entre el seccionador la cuchilla de puesta a tierra, el cual deberá impedir la operación de

cierre de la cuchilla de puesta a tierra cuando el seccionador esta cerrado, y cuando la cuchilla de puesta a tierra esta cerrada éste bloqueo debe impedir que se cierre el seccionador.

3.2.2 Funcionamiento del dispositivo de operación motorizado BCM12.

En la figura 3.2 se muestra el diagrama eléctrico para el dispositivo de operación BCM12, este tipo de dispositivo se utiliza para seccionadores y cuchillas de puesta a tierra para instalación a la intemperie. En este diagrama se muestran las posiciones de los elementos que forman el dispositivo de operación cuando el seccionador se encuentra en posición de abierto.

Supongamos una maniobra de cierre, la operación se realiza de igual forma si se el impulso de cierre viene del pulsador de cierre S3 ó una señal a control remoto por medio del selector S4. De cualquier forma se energiza la bobina del relé de cierre Q3 y conmuta los contactos de la forma que aparecen en el cuadro 3.1.

Relé de cierre Q3		
No. del contacto de Q3	conmuta a la posición	Objetivo
23-24	abierto	Bloquear el relé de apertura Q1, para evitar la operación simultánea
11-12	cerrado	Mantener el impulso original de cierre ya sea local o remoto siempre que no exista una caída en el voltaje de alimentación del motor
1-2, 5-6, 3-4	cerrado	Cerrar el circuito que energiza el motor y relé de bajo voltaje K1
25-26, 27-28	abierto	Definir la dirección de rotación del motor

Cuadro 3.1. Operación de cierre definida por el relé Q3.

El contacto Q3(11-12) permanece cerrado hasta que el seccionador llega a la posición de cerrado y abre el contacto de fin de carrera BG3, el cual desenergiza el relé de cierre Q3, de manera que todos los contactos del relé de cierre vuelven a su posición normal abriendo el circuito del motor y el relé de bajo voltaje. Adicionalmente, el contacto de fin de carrera BG1 cierra cuando el seccionador llega a la posición de cerrado, y esto deja al dispositivo de operación listo para la operación de apertura.

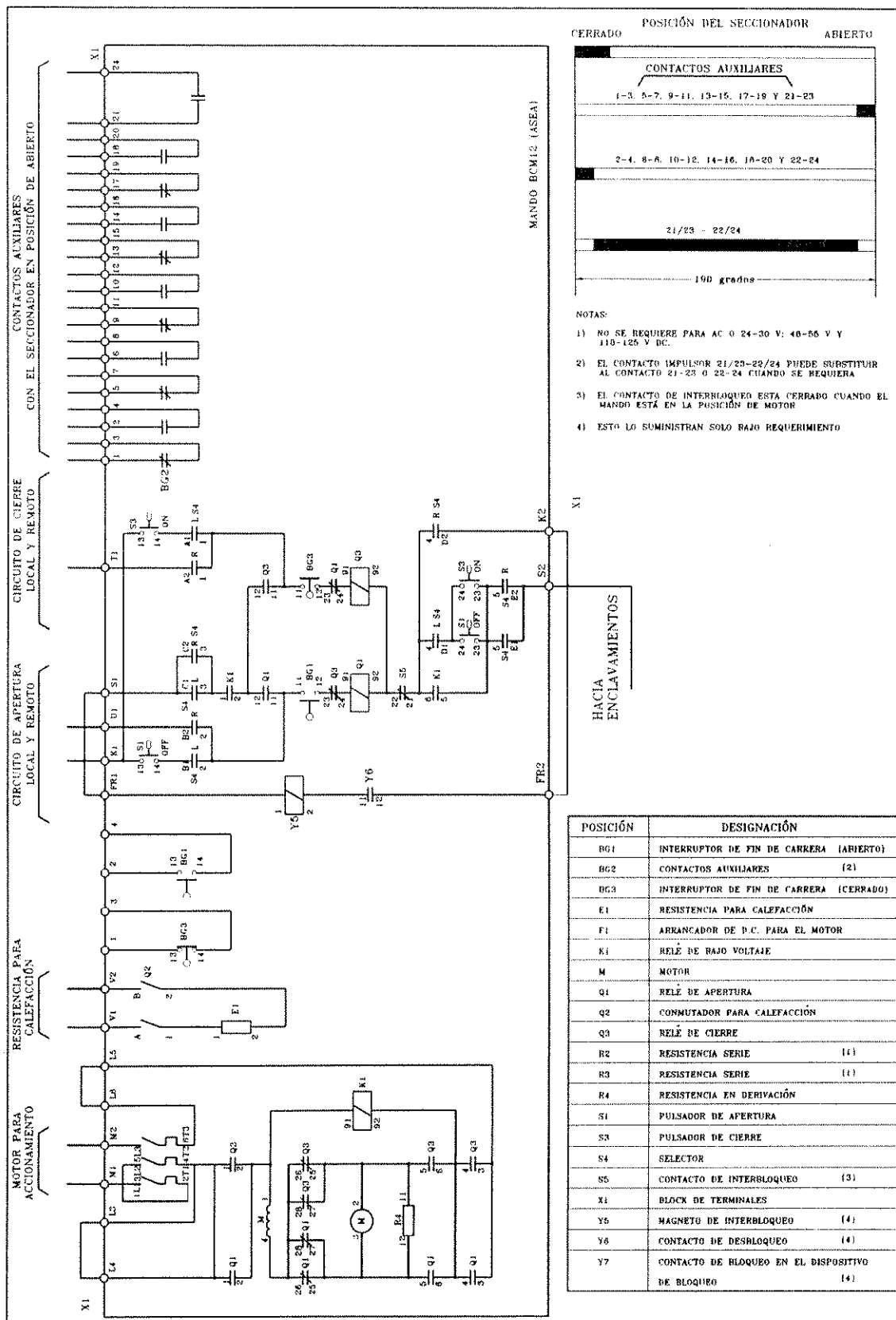


Figura 3.2. Diagrama eléctrico del dispositivo de operación BCM12 para seccionadores y cuchillas de puesta a tierra

Ya que el diseño del dispositivo de operación es simétrico la maniobra de apertura es de igual manera, con la diferencia que se energiza el relé de apertura Q1 el cual cambia el sentido de rotación del motor desembocando en la apertura del seccionador.

Cuando se realiza cualquier maniobra y se interrumpe el voltaje de alimentación del motor o simplemente baja del límite permitido, entonces el relé de bajo voltaje K1 se desenergiza y el contacto K1(1-2) hace que se pierda el impulso original de cierre o apertura perdiendo así el voltaje de control en los relés de operación ya sea el de cierre o el de apertura, esto deja al seccionador en una posición intermedia entre la posición de cerrado y abierto. Cuando el voltaje de alimentación del motor vuelve a su valor nominal el dispositivo de operación puede finalizar su operación ya sea de apertura o de cierre.

3.3 Dispositivo de operación para interruptor de potencia.

El dispositivo de operación para interruptor de potencia del que se habla es tipo BLG302C marca ASEA, es un dispositivo de operación de accionamiento a resortes. Es decir, el dispositivo tiene una batería de resortes de cierre y un resorte de disparo.

Este dispositivo tiene gran importancia, ya que además de usarse para el cierre y apertura del interruptor de potencia tiene la función específica de proveer la energía y el movimiento para el disparo del interruptor de potencia, es decir separar los contactos principales del interruptor de potencia. Este dispositivo puede accionar un disparo por falla en el sistema o por emergencia; fallas en el sistema las que identifiquen el sistema de relés de protección como cortocircuitos monofásicos, trifásicos, etc.; por emergencia debe entenderse como el caso en el cual se pierde la alimentación de corriente en la instalación o específicamente en el dispositivo de operación y se debe disparar o abrir por emergencia el interruptor de potencia, esto se logra por medio de un pulsador mecánico.

El resorte de disparo se carga cuando el interruptor cierra y por medio de un motor universal de alto par de arranque con engranajes se carga nuevamente la batería de resortes de cierre, la batería de resortes de cierre se carga para preparar al interruptor de potencia para una operación de reenganche. El proceso de carga de la batería de resortes de cierre dura entre 12 y 15 segundos, es importante tener en cuenta que el mecanismo no debe operarse sin que el interruptor esté acoplado al mismo ya que podría dañarse hasta el punto de su destrucción ya que dispositivo forma parte integrante del interruptor de potencia.

3.3.1 Componentes del dispositivo de operación BLG302C.

Los componentes que se describen a continuación están de acuerdo al diagrama eléctrico de la figura 3.4, el cual corresponde al dispositivo de operación para interruptores de potencia de operación monologar.

3.3.1.1 Contactos auxiliares.

Cada contacto auxiliar del mecanismo de operación se compone de un contacto "a" y un contacto "b", los cuales operan de la siguiente manera:

- contacto "a": Permanece en estado abierto cuando el interruptor está en la posición de referencia y cambia a estado cerrado cuando el interruptor cambia a la posición contraria.
- contacto "b": Permanece en estado cerrado cuando el interruptor está en la posición de referencia y cambia a estado abierto cuando el interruptor cambia a la posición contraria.

La posición de referencia en este caso es interruptor abierto.

Con la posición de referencia definida tanto para seccionadores como para interruptores se puede decir que los contactos auxiliares tienen dos tipos de contacto, pero cada contacto auxiliar se define de acuerdo a su posición normal respecto de su posición de referencia, es decir interruptor o seccionador abierto y se definen según ANSI-C37.2 como:

- contacto auxiliar a: es un contacto que permanece normalmente abierto cuando el dispositivo principal está abierto.
- contacto auxiliar b: es un contacto que permanece normalmente cerrado cuando el dispositivo principal está abierto.

Los contactos auxiliares se identifican como BG, los contactos impares son contactos auxiliares b normalmente cerrados y los contactos pares son contactos auxiliares a normalmente abiertos.

3.3.1.2 Panel de control.

Este panel sirve para controlar la operación del interruptor de potencia en posición local, remota y desconectado. La posición desconectado significa que la operación se realiza manualmente por medio de una manivela que carga mecánicamente la batería de resortes de cierre. El panel de control es como el mostrado en la figura 3.3.

El panel de control presenta, además de los botones y selectores para operación, un tomacorrientes para instalar una lámpara portátil y una luz que se activa con el interruptor de la puerta del dispositivo de operación.

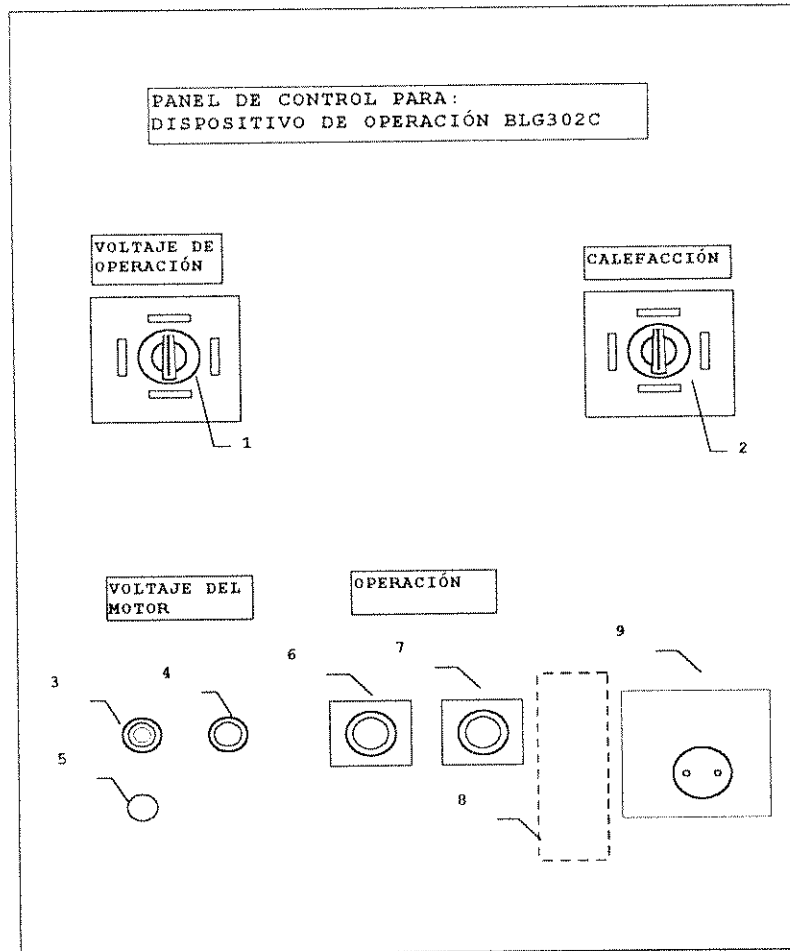


Figura 3.3. Panel de control para interruptor de potencia.

En donde:

1. selector de posición local, remoto y desconectado (S4).
2. selector para calefacción conectada, desconectada (Q2).
3. pulsador de desconexión del circuito de arranque del motor.
4. pulsador de conexión del circuito de arranque del motor.
5. tornillo para graduar la desconexión térmica del motor.
6. pulsador para operación eléctrica de apertura (S3).
7. pulsador para operación eléctrica de cierre (S1).
8. relé antibombeo (K1).
9. Tomacorriente.

3.3.1.3 Contactos de fin de carrera.

En la práctica estos contactos de fin de carrera son utilizados para abrir el circuito de operación del motor, preparar el dispositivo de operación para la siguiente maniobra e indicación de la posición del interruptor, se identifica como BW.

Pueden ser accionados por algún elemento del dispositivo principal como: reostatos, válvulas, resortes o palancas que indiquen el fin de carrera. En este caso los contactos de fin de carrera indican la posición de los resortes, es decir si la batería de resortes esta cargada.

3.3.1.4 Termostato.

Este se utiliza para sensar la temperatura dentro del dispositivo de operación y tiene la función de controlar la temperatura por medio de la conexión y desconexión de una resistencia de calefacción. Su escala de graduación de temperatura está en el rango de 0°-30° centígrados, pero normalmente se ajusta para que trabaje en el rango de 0°-10°C centígrados. El termostato se identifica como BT-1.

3.3.1.5 Calefacción.

Para mantener la temperatura adecuada en el dispositivo de operación es necesario un juego de resistencias, una resistencia E1 de baja potencia conectada permanentemente para evitar la condensación de una humedad y la segunda resistencia E2 es conectada por medio del termostato para disminuir la posibilidad que el lubricante aumente o varíe su viscosidad.

3.3.1.6 Motor AC.

Cada vez que el dispositivo de operación realiza una maniobra de cierre es necesario reestablecer la energía mecánica de los resortes de cierre, esto se logra cuando los contactos de fin de carrera BW activan el motor M que por medio de una cadena y engranajes preparan el dispositivo de operación para la siguiente operación de cierre. Los contactos de fin de carrera BW cierran el circuito del motor automáticamente cuando la batería de resortes se encuentra destensada y desconectan el circuito del motor cuando la batería de resortes se encuentra totalmente cargada.

3.3.1.7 Bobinas de cierre y apertura.

El dispositivo tiene dos bobinas para la operación de disparo y una para la operación de cierre. Las bobina de cierre Y3, activan un gatillo de disparo que libera la tensión de la batería de resortes de cierre para producir el cierre de los contactos principales del interruptor de potencia; cuando se cierra el interruptor automáticamente se carga el resorte de disparo, la tensión de éste resorte también es sostenida a través de una traba mecánica que es liberada por cualquiera de las dos bobinas de disparo Y1 y Y2.

Para el disparo se utilizan dos bobinas de disparo ya que en algunos ambientes con exceso de contaminación y humedad puede que una de las bobinas se quede pegada por oxidación, entonces la otra podrá liberar la energía del resorte de disparo y limpiar una falla satisfactoriamente.

3.3.1.8 Relé de antibombeo.

La bobina de cierre Y3 necesita solo un impulso eléctrico de voltaje para liberar la batería de resortes de cierre y cuando existe una falla permanente, es necesario evitar las operaciones repeditas de recierre por medio de un relé de antibombeo K3 con tiempo de retardo mayor que la suma de los tiempos de operación de las protecciones mas el tiempo de operación del interruptor de potencia.

3.3.1.9 Dispositivo de desconexión por emergencia.

Está incorporado al dispositivo de operación mecánicamente, es decir que tiene un acople mecánico con el gatillo que libera el resorte de disparo y al accionarlo el interruptor disparará mecánicamente.

3.3.2 Funcionamiento del dispositivo de operación BLG302C.

En la figura 3.4 se muestra el diagrama eléctrico y el diagrama simplificado de la batería de resortes de cierre para el dispositivo de operación BLG302C, este tipo de dispositivo se utiliza para interruptores de potencia monopolares, marca ASEA, de instalación a la intemperie. El diagrama muestra la posición de los contactos auxiliares tomando como referencia la posición abierto del interruptor de potencia.

Supongamos una operación de apertura, la bobina Y3 acciona el gatillo principal de cierre que libera la energía almacenada en la batería de resortes de cierre, de esta energía liberada parte se utiliza para vencer la fricción y la inercia del sistema móvil del interruptor y el resto es transmitida y almacenada en el resorte de apertura y automáticamente el motor carga la batería de resortes de cierre, de manera que el interruptor queda preparado para un disparo y un recierre. Eléctricamente cuando el interruptor es activado por la bobina de cierre Y3 pasa a su posición de cerrado y el contacto auxiliar BG 6-8 también pasa a su posición de cerrado y activa el relé de antibombeo K3, el cual evita otra operación de recierre bajo condiciones de falla, el relé antibombeo K3 bloquea la bobina de cierre por un tiempo mayor al tiempo de operación de las protecciones mas el tiempo de operación del interruptor, con esto se garantiza que si ocurre una falla permanente o un intento de recierre involuntario no habrá otra operación de cierre por que la bobina estará bloqueada por un tiempo definido por el relé de antibombeo K3. Una vez transcurrido el tiempo de retardo del relé K3 se cierra el contacto K3 3-4 y el contacto auxiliar BG 1-3 permanece abierto lo cual evita una operación de cierre tras la operación de cierre original; si el contacto 1-3 no permaneciera abierto entonces podría darse una operación de cierre adicional lo cual podría dañar el dispositivo de operación, pero afortunadamente la posibilidad de que esto ocurra es nula.

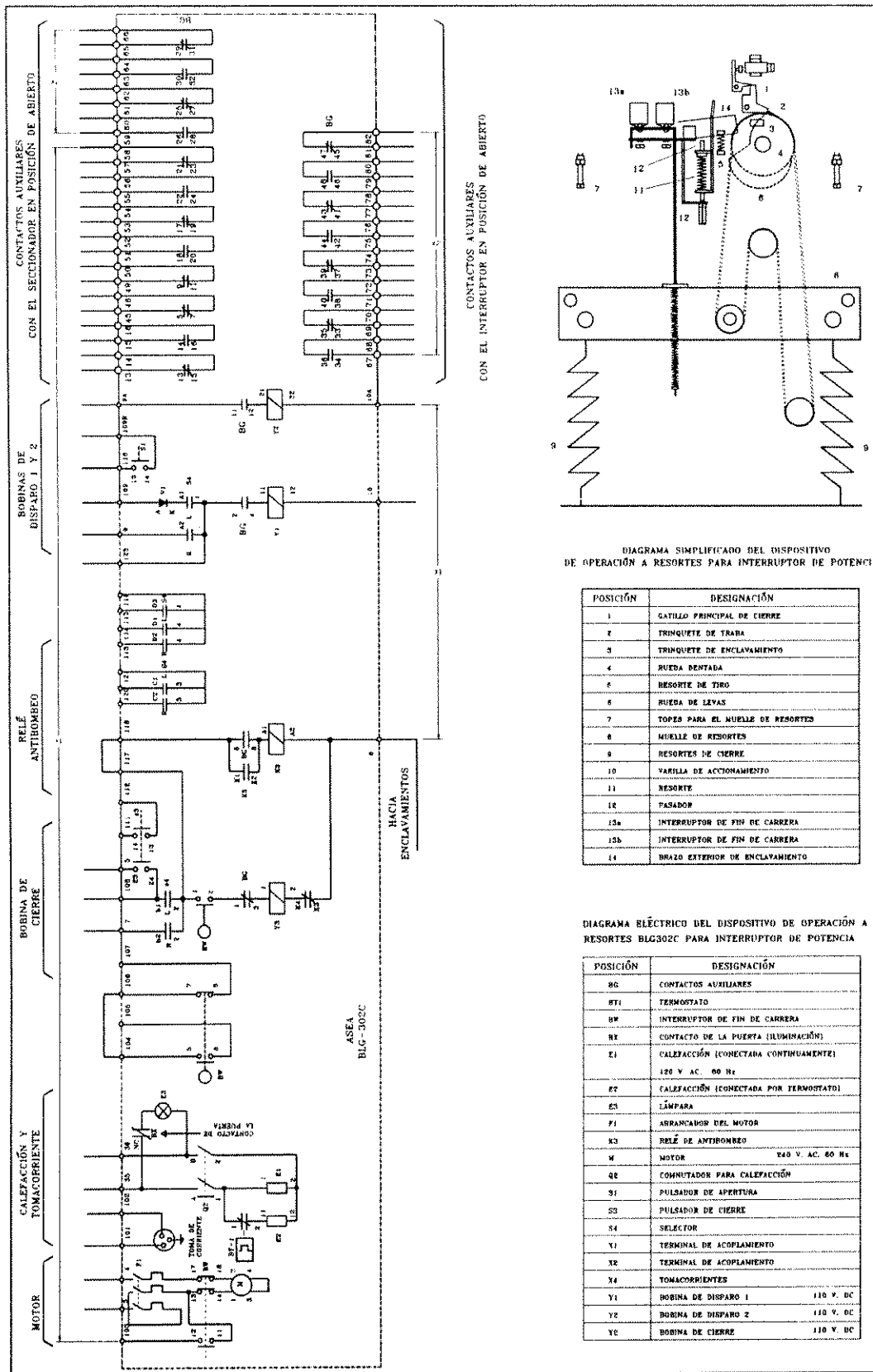


Figura 3.4. Diagrama eléctrico y diagrama simplificado del dispositivo de operación BLG302C para interruptores de potencia.

3.4

Mantenimiento de dispositivos de operación tipo BLG302C.

El funcionamiento de interruptor de potencia depende totalmente del funcionamiento adecuado del dispositivo de operación BLG302C, normalmente el funcionamiento de los mismos no se ve alterado por varios años. Dependiendo de la frecuencia de maniobras, el nivel de los voltaje y el clima los mecanismos pueden fallar.

Algunas fallas más frecuentes para los dispositivos de operación BLG302C son:

- Bobina de cierre quemada.
- Bobina de disparo quemada.
- Pérdida de las características del aceite del amortiguador.
- Piezas mecánicas atrancadas.
- Motor quemado.

Las fallas anteriormente mencionadas, son normalmente ocasionadas por falta de lubricación, humedad y suciedad.

Es extremadamente peligroso trabajar con el mecanismo de operación durante los trabajos de mantenimiento, cuando el interruptor de potencia se encuentra en posición cerrado ó si los resortes de cierre están tensados, por lo cual es recomendable desconectar el motor por medio del pulsador 3 del panel de control de la figura 3.3 de la página 51, colocar el mecanismo de operación en posición local para descargar los resortes ya sea haciendo una maniobra de cierre seguida de una de disparo ó manualmente.

3.4.1 Mantenimiento preventivo para dispositivos de operación tipo BLG302C.

El mantenimiento preventivo se refiere a limpieza y lubricación.

- **Limpieza:** debe limpiarse siempre que sea necesario, de polvo y principalmente las terminales de conexión y los contactos auxiliares.
- **Lubricación las ruedas, pistones y cojinetes:** se engrasan con grasa tipo "E", después de unas 500 operaciones. Es importante no dejar que entre grasa en el embrague de las fricciones.
- **Revisión y llenado de aceite de dispositivos de amortiguación:** el nivel de aceite se deberán revisar cada 6 u 8 años, el nivel de aceite debe llegar hasta el orificio provisto para el llenado de aceite cuando el pistón se encuentra completamente arriba, si no fuera así deberá llenarse con aceite dieléctrico del mismo tipo y calidad que el usado para los elementos de interrupción.

En el cuadro 3.3 y 3.4 se muestran los lubricantes equivalentes para la grasa tipo "E" y el aceite dieléctrico para amortiguador y elementos de interrupción.

DENOMINACIÓN COMERCIAL	GRASA TIPO "E"
ASEA	1171-4015-501
EP	GREASE LS 1
ESSO	BEACON P-290
MOBIL	MOBILGREASE BRB ZERO
SHELL	AERO SHELL GREASE 4 SKF 63
SFK	SKF 63
TEXACO	ALL LOW TEMP GREASE

Cuadro 3.2. Marcas equivalentes para grasa tipo "E".

DENOMINACIÓN COMERCIAL	ACEITE DIELECTRICO PARA CLIMAS TROPICALES TEMPERATURA MÍNIMA $\geq -10^{\circ}\text{C}$
ASEA	7-1301-101
ESSO	UNIVOLT N61
NYNAS	TRO-20X
SHELL	DIALA HX
SHELL	DIALA D

Cuadro 3.3. Marcas equivalentes para aceite dieléctrico para amortiguadores y elementos de interrupción.

3.4.2 Mantenimiento correctivo para dispositivos de operación tipo BLG302C.

El mantenimiento correctivo se refiere al cambio de alguna de las piezas dañadas por falta de mantenimiento o clima con mucha contaminación. Normalmente, los fabricantes de estos dispositivos de operación BLG302C recomiendan adquirir para mantenimiento correctivo las siguientes piezas por interruptor:

- 2 bobinas de cierre
- 2 bobinas de disparo
- 1 relé de antibombeo

Durante los últimos años de utilización de estos dispositivos de operación en el INDE y EEGSA, se ha comprobado que las fallas ocurren normalmente por falta de lubricación provocando fallas como:

- Bobina de cierre quemada.
- Bobina de disparo quemada.
- Pérdida de las características del aceite del amortiguador.
- Piezas mecánicas atrancadas.
- Motor quemado.

Y por excesos de grasa en los embragues de las fricciones:

- Piezas mecánicas que no enganchan.
- Piezas mecánicas rotas.

3.5 Cableado y voltajes de control en dispositivos de operación.

Los dispositivos de operación se cablean a manera de colocar los elementos del dispositivo agrupados eléctricamente por voltaje, tanto de corriente directa (DC.) como de corriente alterna (AC.); por ejemplo se pueden tener los siguientes grupos:

- circuito de potencia para maniobra de cierre en DC. ó AC.
- circuito de control para maniobra de cierre en DC. ó AC.
- circuito para maniobra de apertura en DC.

Los anteriores son ejemplos de grupos que se pueden formar en el cableado de los dispositivos de operación, pero normalmente los fabricantes proporcionan con los interruptores y seccionadores el diagrama de terminales para todos los grupos y contactos auxiliares de acuerdo a las normas ANSI C37.11 ó IEC-129 según se haya especificado.

El dimensionamiento del cableado interno del dispositivo de operación es restringido por condiciones de caída de voltaje y ampacidad, pero como regla general los conductores nunca deben ser de un calibre menor al No. 14 AWG y es recomendable que la clase del aislamiento no sea menor a 600 Voltios.

Las terminales y el cableado del circuito de control ASEA tipo BLG302C son diseñadas para soportar 1500 voltios a 60 Hz, por un minuto de acuerdo a las norma ANSI C37.09-1.

Los voltajes estandarizados que se utilizan en los dispositivos de operación están divididos en rangos de voltaje de acuerdo al cuadro 3.2.

Usualmente, los componentes de los dispositivos de operación como las bobinas de cierre y apertura no traen en la placa característica del equipo un valor de voltaje que corresponda a uno del cuadro 3.2 pero siempre caen en uno de los rangos. El cuadro anterior establece rangos de voltaje de operación ya que por ejemplo cuando el cargador de baterías de una subestación se coloca en el modo de carga rápida el voltaje de salida se incrementa y puede llegar al limite superior del rango de voltaje, por lo cual ante una situación anormal como esta las bobinas de cierre y apertura del dispositivo podrán operar adecuadamente siempre que el cambio en el voltaje no exceda los limites del rango correspondiente.

Voltaje nominal (V)	Control (V)	Motor o bobina de cierre o apertura (V)	Mecanismo de disparo (V)
Corriente directa			
24	-	-	14-30
48	36-52	36-52	28-60
125	90-130	60-130	70-140
250	180-260	180-260	140-280
Corriente alterna 1Ø			
115	95-125	95-125	95-125
230	190-250	190-250	190-250
Corriente alterna 3Ø			
120/208Y	190-220Y	190-220Y	190-220Y
230	190-250	190-250	190-250
460	380-500	380-500	380-500

Cuadro 3.4. Voltajes nominales y rangos de operación de las bobinas de los dispositivos de operación

3.5 Enclavamientos en dispositivos de operación.

En los diagramas eléctricos de las figuras 3.2 y 3.4 páginas 48 y 54 respectivamente, aparece una nota que dice hacia enclavamientos, esta nota se refiere a que los seccionadores e interruptores realizarán una maniobra hasta cumplirse ciertas condiciones evitando principalmente que los seccionadores realicen operaciones bajo carga.

4. LÓGICA DE OPERACIÓN DE LA SUBESTACIÓN BAJO LA CONFIGURACIÓN DE BARRA SIMPLE CON BARRA E INTERRUPTOR DE TRANSFERENCIA

4.1 Lógica de operación.

La ejecución de las maniobras de cierre y apertura de los interruptores de potencia y seccionadores de una subestación de alta tensión cualquiera debe ser controlada por medio de una lógica de operación adecuada, la cual da una secuencia ordenada y clara para cada maniobra de cierre y apertura que se realice y tiene como objeto minimizar operaciones erróneas, destrucción innecesaria de equipos y protección al personal.

El diseño de la lógica de operación para subestaciones con diferente configuración es distinto, pero en cualquier caso debe brindar la seguridad de que los seccionadores no realicen maniobras bajo condiciones de carga, ya que no están diseñados para ello y que los interruptores de potencia no realicen la maniobra de cierre cuando alguno de los seccionadores se encuentre en una posición dudosa es decir, no está completamente abierto o cerrado lo cual también puede dañar los seccionadores porque es una operación que equivale a una operación bajo carga del seccionador. En una operación de seccionadores bajo carga se genera un arco de intensidad tal que puede dañar e inclusive destruir los seccionadores; además, ocasionalmente ante la falta de operación del esquema de protecciones se pueden dañar otros equipos como transformadores de medición.

4.2 Definición de enclavamientos.

Es la dependencia que tienen las partes móviles de interruptores de potencia y seccionadores para realizar una maniobra, la cual se establece por una posición particular de una pieza mecánica, un contacto de fin de carrera, un contacto auxiliar, de un voltaje, una señal de sobrepresión de aceite o gas SF-6, etc. El objetivo del enclavamiento es limitar operaciones erróneas de los equipos, entre las operaciones erróneas que se pueden evitar con el uso adecuado de enclavamientos en la operación de los equipos de potencia en una subestación podemos mencionar; como mínimo:

- que los seccionadores de línea no cierren cuando la cuchilla de puesta a tierra esté cerrada
- que los seccionadores de puesta a tierra no cierren cuando hay voltaje en la línea.
- que los seccionadores de barra o de línea no operen bajo carga.
- que los interruptores de potencia no cierren cuando los seccionadores de la zona correspondiente no estén en una posición intermedia entre abierto y cerrado.
- que los interruptores de potencia no realicen operaciones cuando exista una señal de sobrepresión en el medio de extinción.

Existen diferentes tipos de enclavamientos, algunos de los más comunes son:

- **Enclavamiento condicional:** interbloqueo entre dos o varias palancas que depende de la posición de una o más palancas.
- **Enclavamiento de proximidad:** bloqueo eléctrico que actúa cuando se detecta la proximidad de un objeto.
- **Enclavamiento direccional:** bloqueo eléctrico que impide el cambio inoportuno de dirección del movimiento de una maniobra de cerrar ó abrir de un seccionador.
- **Enclavamiento eléctrico:** bloqueo en el que se utiliza la acción de una corriente eléctrica y que cancela la acción de un dispositivo de operación.
- **Enclavamiento mecánico:** bloqueo entre dos o más piezas mecánicas con movimiento dependiente.
- **Enclavamiento directo:** bloqueo provocado por la acción directa del dispositivo bloqueador sobre el dispositivo bloqueado, e independiente de cualquier otro dispositivo.
- **Enclavamiento indirecto:** bloqueo entre dos dispositivos que no es constituido por ninguna de las dos dispositivos, pero que existe debido a enclavamientos directo entre los dispositivos y otro dispositivo exterior al sistema.
- **Enclavamiento recíproco:** bloqueo producido sobre un dispositivo bloqueador por la posición dada del dispositivo enclavado.
- **Enclavamiento múltiple:** bloqueo entre dos dispositivos condicionado por las posiciones particulares de otros dispositivos.
- **Enclavamiento por señalización:** bloqueo efectuado cuando un seccionador está en una posición intermedia entre abierto y cerrado.
- **Enclavamiento electromagnético:** bloqueo en el que se utiliza la acción de una señal de radio.
- **Enclavamiento electroneumático:** bloqueo que es generado por dispositivos de operación electroneumáticos.

4.3 Protección contra maniobras erróneas.

Un elevado porcentaje de los accidentes y perturbaciones en las subestaciones de maniobra se deben a las maniobras erróneas, tales como:

- Maniobra de seccionadores bajo carga
- Maniobra de un interruptor de potencia cuando los seccionadores correspondientes no se encuentran en las posiciones finales de "CERRADO" ó "ABIERTO", sino más bien en una posición intermedia, denominada posición de perturbación.

Este tipo de maniobras dan origen a un arco el cual puede dañar los seccionadores e interruptores de potencia. De acuerdo al nivel de tensión de la subestación se pueden producir daños personales y materiales considerables.

Para establecer un sistema que evite las maniobras erróneas se debe cumplir al menos los siguientes requisitos:

- conocimiento del estado de cada equipo de potencia.
- impedir todas maniobras indeseables.
- señalar la posición de cada equipo de potencia.
- transmisión de órdenes de maniobra emitidas desde un puesto de mando o de servicio local, a los dispositivos de operación de los equipos de potencia, manteniendo presentes las condiciones de enclavamiento.
- transmisión de órdenes de maniobra emitidas desde un centro de control remoto, tipo scada o similar, a los dispositivos de operación de los equipos de potencia, manteniendo presentes las condiciones de enclavamiento.
- no operación de cuchillas de puesta a tierra con tensión de línea y/o de seccionador de línea cerrado.
- chequeo de enclavamientos con los otros interruptores y seccionadores de las distintas zonas de la subestación.

4.4 **Diseño de la lógica de operación para la configuración de barra simple con barra e interruptor de transferencia.**

La lógica de operación tal como se ha dicho tiene por objeto prevenir maniobras erróneas, es una secuencia lógica que debe cumplirse para realizar una maniobra sobre un interruptor de potencia o un seccionador, para esto deben cumplirse las condiciones que la configuración exija. Básicamente la lógica de operación está condicionada por los enclavamientos, es decir, una maniobra se realiza siempre y cuando no exista ningún enclavamiento que la esté impidiendo.

4.4.1 Compuertas lógicas.

Para ilustrar adecuadamente la lógica de operación se utiliza compuertas lógicas, por medio de las cuales se pueden observar con sencillez y claridad cuales son las condiciones que deben cumplirse para realizar una maniobra sobre un interruptor de potencia o un seccionador. Una compuerta lógica es el arreglo por medio de componentes eléctricos ó electrónicos para realizar una operación lógica, en la cual pueden existir N entradas y una salida con dos niveles de respuesta (0,1) como se muestra en la figura 4.1.

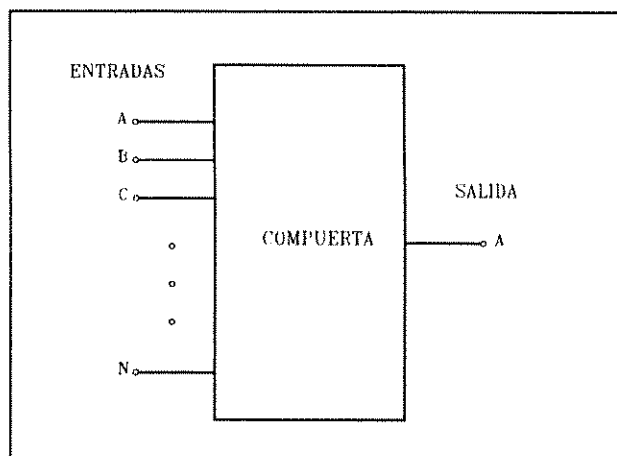


Figura 4.1 Representación general de una compuerta lógica en diagrama de bloques.

En nuestro caso los niveles de respuesta (0,1) deben ser identificados el 1 como maniobra posible de realizar y el 0 como maniobra imposible de realizar.

Para el diseño de la lógica de operación normalmente se utilizan las compuertas lógicas básicas, las cuales son las compuertas O, Y, NO, O negada e Y negada.

Los diagramas lógicos usados están de acuerdo al cuadro 4.1 donde se muestra un resumen de con el nombre de la función lógica, su símbolo y su tabla de verdad.

4.4.2 Diseño del sistema de operación.

El diseño del sistema de operación no es solamente el escribir la secuencias a seguir para hacer que una maniobra de cierre, apertura ó transferencia funcionen adecuadamente. Aún que estos procedimientos escritos pueden funcionar es posible que quien tenga que operar la subestación en alguna emergencia no los tenga o los desconozca, por lo tanto es necesario suministrar los medios para que cualquier operación que se realice sea de forma segura tanto para el personal, como para el equipo de potencia mismo que se está operando, esto significa que eléctricamente por medio de enclavamientos eléctricos y mecánicos para que se evite cualquier tipo de operación incorrecta.


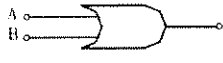


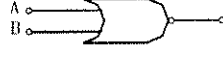

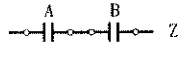
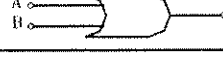
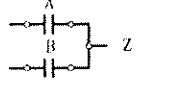
COMPUERTAS LÓGICAS BÁSICAS																		
NOMBRE	SÍMBOLO	OPERACIÓN LÓGICA	TABLA DE VERDAD															
Y		$Z = A \cdot B$	<table border="1"> <thead> <tr> <th>A</th> <th>B</th> <th>Z</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>0</td><td>0</td><td>0</td></tr> <tr><td>0</td><td>1</td><td>0</td></tr> <tr><td>1</td><td>0</td><td>0</td></tr> <tr><td>1</td><td>1</td><td>1</td></tr> </tbody> </table>	A	B	Z	0	0	0	0	1	0	1	0	0	1	1	1
A	B	Z																
0	0	0																
0	1	0																
1	0	0																
1	1	1																
O		$Z = A + B$	<table border="1"> <thead> <tr> <th>A</th> <th>B</th> <th>Z</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>0</td><td>0</td><td>0</td></tr> <tr><td>0</td><td>1</td><td>1</td></tr> <tr><td>1</td><td>0</td><td>1</td></tr> <tr><td>1</td><td>1</td><td>1</td></tr> </tbody> </table>	A	B	Z	0	0	0	0	1	1	1	0	1	1	1	1
A	B	Z																
0	0	0																
0	1	1																
1	0	1																
1	1	1																
NO		$Z = \overline{A}$	<table border="1"> <thead> <tr> <th>A</th> <th>Z</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>0</td><td>1</td></tr> <tr><td>1</td><td>0</td></tr> </tbody> </table>	A	Z	0	1	1	0									
A	Z																	
0	1																	
1	0																	
NO Y		$Z = \overline{A \cdot B}$	<table border="1"> <thead> <tr> <th>A</th> <th>B</th> <th>Z</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>0</td><td>0</td><td>1</td></tr> <tr><td>0</td><td>1</td><td>1</td></tr> <tr><td>1</td><td>0</td><td>1</td></tr> <tr><td>1</td><td>1</td><td>0</td></tr> </tbody> </table>	A	B	Z	0	0	1	0	1	1	1	0	1	1	1	0
A	B	Z																
0	0	1																
0	1	1																
1	0	1																
1	1	0																
NO O		$Z = \overline{A + B}$	<table border="1"> <thead> <tr> <th>A</th> <th>B</th> <th>Z</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>0</td><td>0</td><td>1</td></tr> <tr><td>0</td><td>1</td><td>0</td></tr> <tr><td>1</td><td>0</td><td>0</td></tr> <tr><td>1</td><td>1</td><td>0</td></tr> </tbody> </table>	A	B	Z	0	0	1	0	1	0	1	0	0	1	1	0
A	B	Z																
0	0	1																
0	1	0																
1	0	0																
1	1	0																
ELÉCTRICAMENTE LA LÓGICA DE OPERACIÓN SE PUEDE SIMBOLIZAR COMO SE MUESTRA EN LOS SIGUIENTES EJEMPLOS:																		
NOMBRE	SÍMBOLO	LÓGICA	EQUIVALENTE ELÉCTRICO															
Y		$Z = A \cdot B$																
O		$Z = A + B$																

Figura 4.2. Compuertas lógicas básicas.

Adicionalmente, en la figura 4.2 se ilustra la representación eléctrica de las funciones lógicas elementales, en este caso los contactos A y B que representan las variables de entrada pueden ser contactos auxiliares de los interruptores de potencia y seccionadores, contactos de relés auxiliares u otra señal de presión o densidad de algún dispositivo que pueda bloquear la libre ejecución de una maniobra de cierre o apertura.

4.4.2.1 Lógica de operación para la configuración de barra simple con barra e interruptor de transferencia.

En la figura 4.3 se muestra el diagrama unifilar simplificado para la subestación en configuración de barra simple con barra e interruptor de transferencia y de las figuras 4.4 a la 4.7 se muestran los diagramas lógicos que representan la lógica de operación para ésta configuración. Estos diagramas lógicos puede que no sean los únicos que funciones para este tipo de configuración ya que dos personas diferentes dedicadas a este tipo de trabajo pueden hacer dos ó mas diseños que funciones también adecuadamente para esta configuración. La lógica de operación como se muestra en la figura 4.3 tiene sus equivalentes eléctricos en contactos auxiliares, relés auxiliares y señales de enclavamiento por presión, temperatura, voltaje, etc. De manera que los diagramas lógicos que se muestran en las figuras 4.4 a la 4.7 en el montaje de una subestación de este tipo, las compuertas lógicas se convierten

en sus equivalentes eléctricos tomando los elementos antes mencionados, formando de esta manera los enclavamientos que evitan operaciones erróneas casi en el 100% de los casos.

4.4.2.2 Consideraciones mínimas de operación.

Cuando se planifica una subestación en la parte de operación pueden surgir muchas posibilidades deseadas para su operación, pero ya en la práctica lo importante es poder efectuar las operaciones con el menor riesgo de daños personales y/o materiales, por lo cual como mínimo debe observarse lo siguiente:

4.3.2.2.1 Para los campos de línea.

- los seccionadores de línea y puesta tierra deben quedar mutuamente enclavados, tanto eléctricamente como mecánicamente.
- el seccionador de puesta a tierra no debe cerrar si hay voltaje en la línea o no hay corriente directa en las protecciones.
- cuando los seccionadores de línea y de barra no se encuentran completamente cerrados o abiertos el interruptor de potencia no debe cerrar.

4.4.2.2.2 Para el campo de transferencia.

- el objetivo del interruptor de transferencia es substituir solamente por mantenimiento o emergencia a uno solo de los interruptores de línea.
- cuando uno el seccionador en derivación de una de las líneas cierra deberá existir una secuencia lógica que impida que se cierre otro seccionador en derivación perteneciente a otra de las líneas.
- los seccionadores 1 y 2 del transferencia solo deben cerrar o abrir siempre que el interruptor de transferencia este abierto.
- el interruptor de transferencia puede cerrar cuando el seccionador en derivación de la zona a substituir y el interruptor correspondiente esté cerrado.
- el interruptor de transferencia debe tener opción de operación de emergencia, que permita operar sin chequear la línea que substituye en caso falla menor ó colapso de alguno de los interruptores de línea, este tipo de maniobra debe ser localmente, ya que el cierre por emergencia solo puede ser habilitado localmente.
- la apertura del interruptor de transferencia de local o remota también debe chequear que el interruptor de línea al que substituye haya regresado a su posición de cerrado.

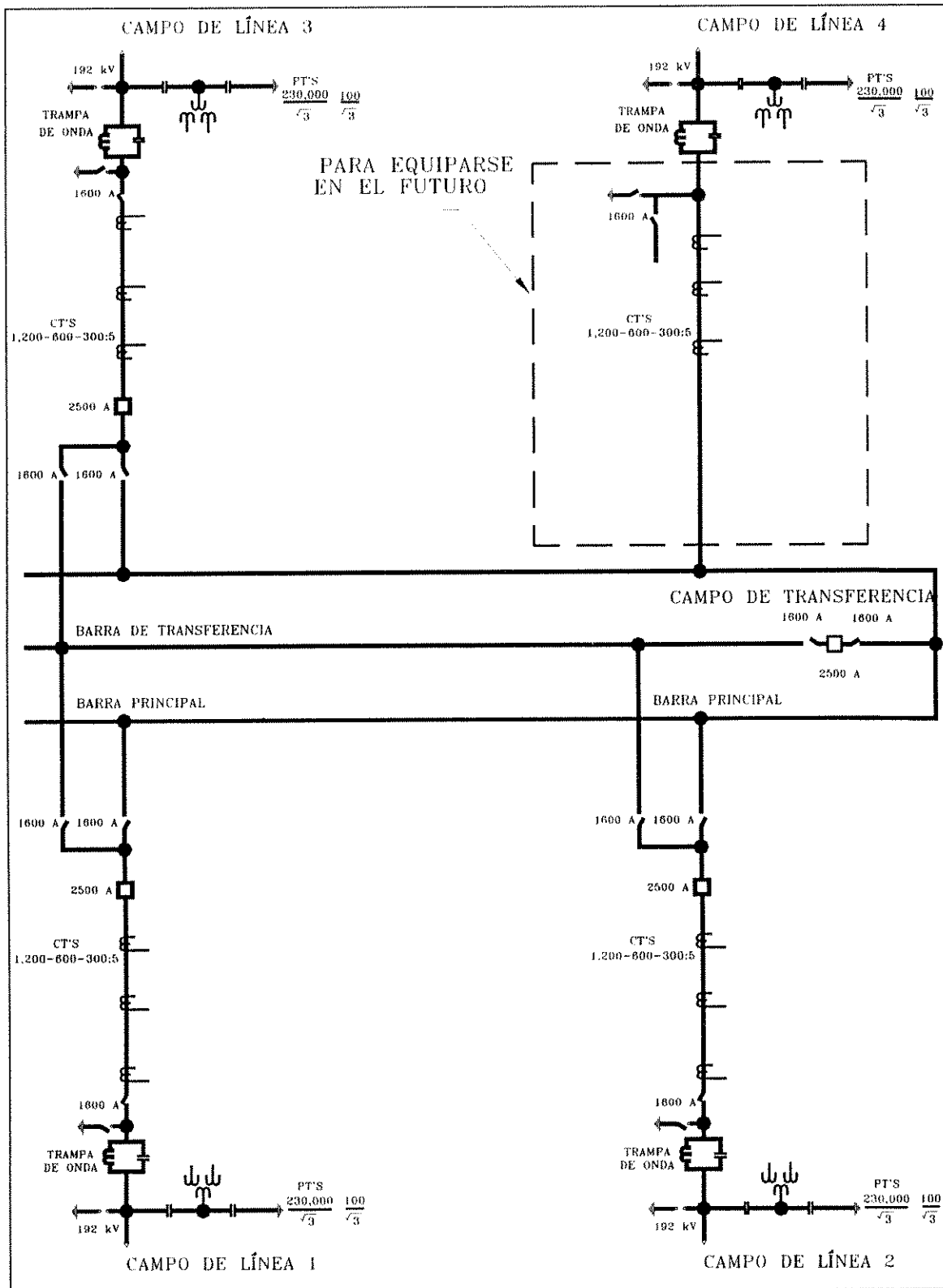
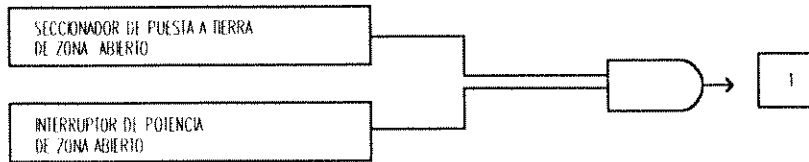


Figura 4.3. Diagrama unifilar simplificado para la configuración de barra simple con barra e interruptor transferencia.

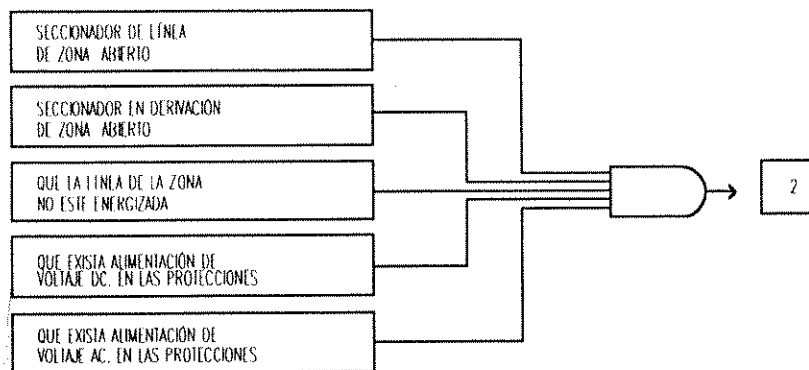
LÓGICA DE OPERACIÓN PARA LA CONFIGURACIÓN BAJO EL ESQUEMA DE BARRA SIMPLE CON BARRA E INTERRUPTOR DE TRANSFERENCIA

CASO 1: CAMPO DE LÍNEA

1.- MANIOBRA DE CIERRE O APERTURA SECCIONADOR DE LÍNEA :



2.- MANIOBRA DE CIERRE O APERTURA SECCIONADOR DE PUESTA A TIERRA :



3.- MANIOBRA DE CIERRE O APERTURA SECCIONADOR DE BARRA :



4.- MANIOBRA DE CIERRE O APERTURA SECCIONADOR EN DERIVACIÓN DE CUALQUIER ZONA :

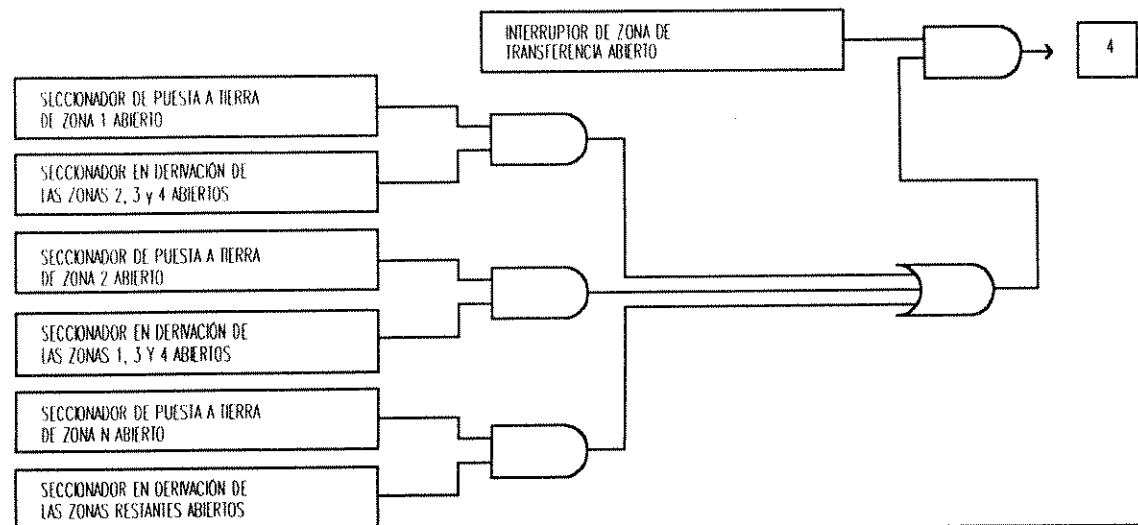
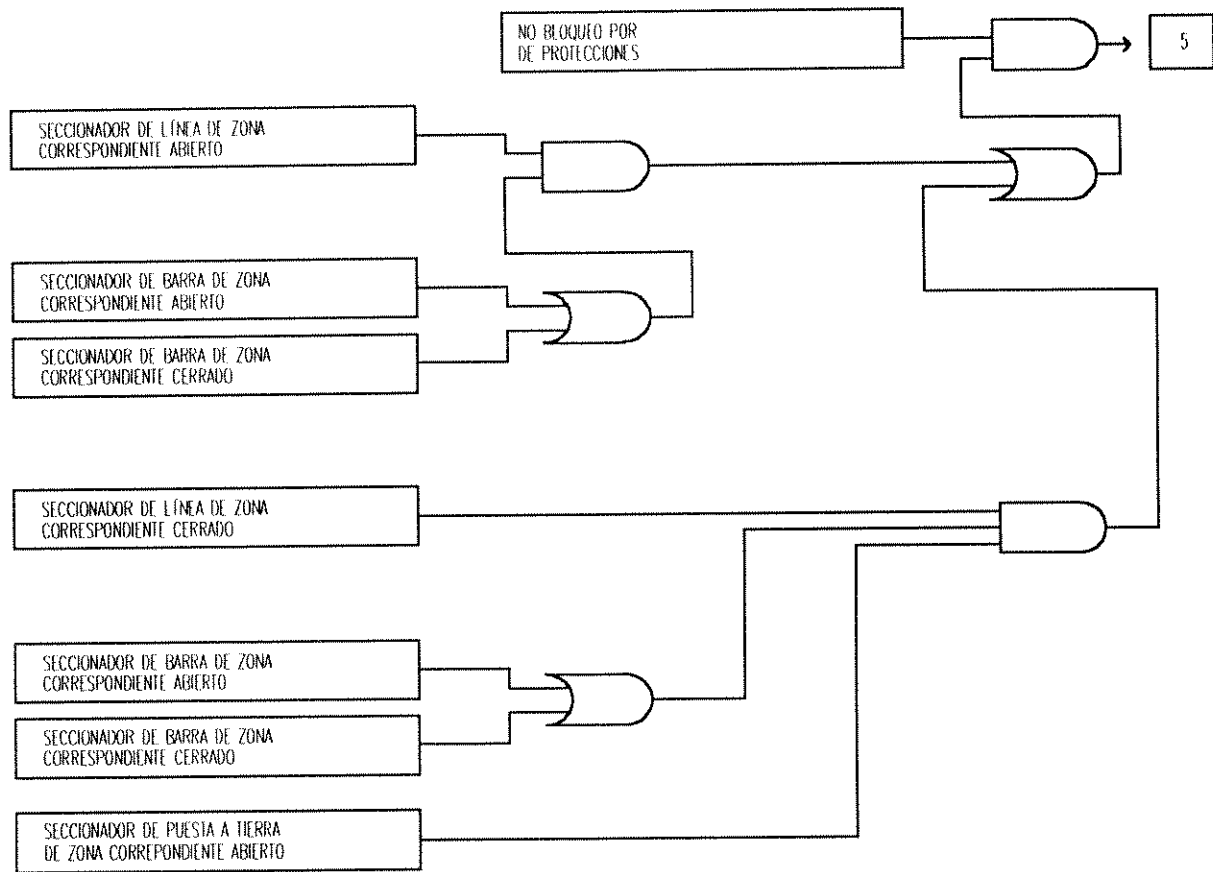


Figura 4.4. Diagramas lógicos de operación para campos de línea. (5)

LÓGICA DE OPERACIÓN PARA LA CONFIGURACIÓN BAJO EL ESQUEMA DE BARRA SIMPLE CON BARRA E INTERRUPTOR DE TRANSFERENCIA

CASO 1 : CAMPO DE LÍNEA

5.- MANIOBRA DE CIERRE INTERRUPTOR DE POTENCIA DE LÍNEA :



6.- MANIOBRA DE APERTURA INTERRUPTOR DE POTENCIA DE LÍNEA :

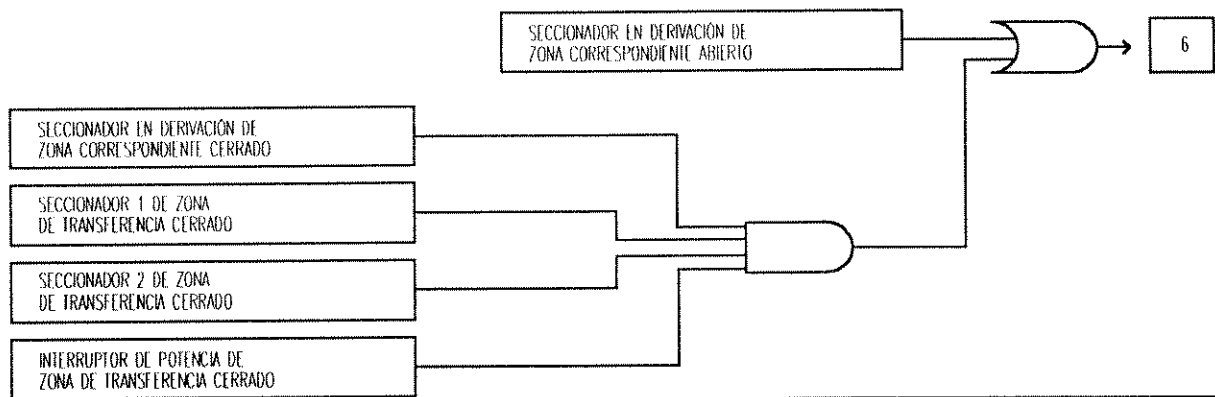
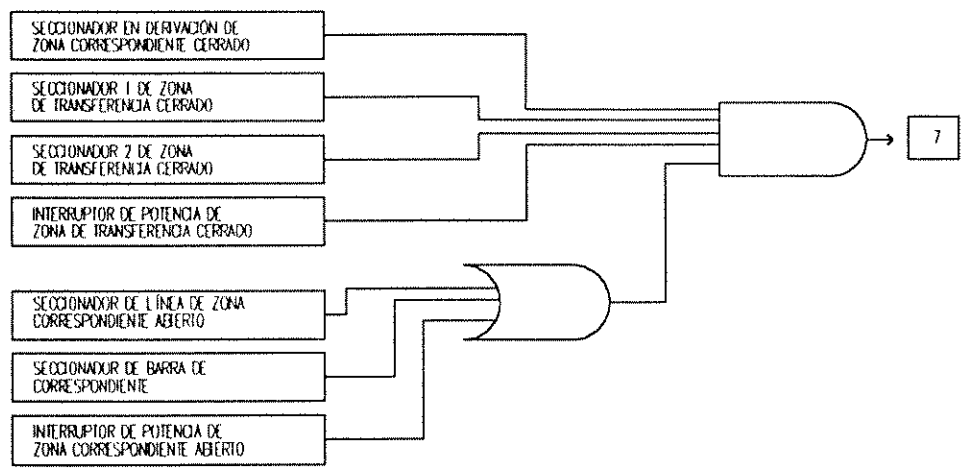


Figura 4.5. Diagramas lógicos de operación para campos de línea. (6)

LÓGICA DE OPERACIÓN PARA LA CONFIGURACIÓN BAJO EL ESQUEMA DE BARRA SIMPLE CON BARRA E INTERRUPTOR DE TRANSFERENCIA

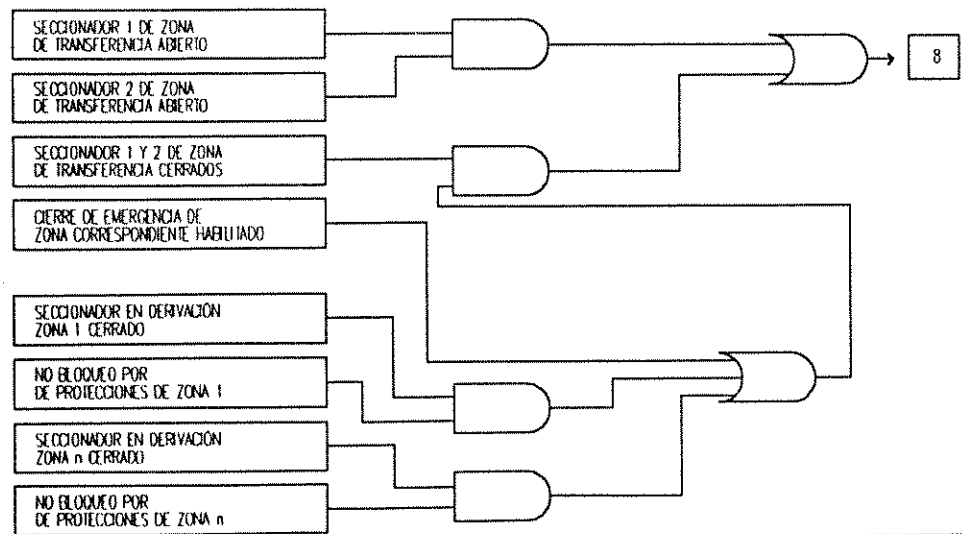
CASO 2 : TRANSFERENCIA DE PROTECCIONES

7.- TRANSFERENCIA DE DISPAROS DEL INTERRUPTOR DE LÍNEA AL INTERRUPTOR DE TRANSFERENCIA



CASO 3 : CAMPO DE TRANSFERENCIA

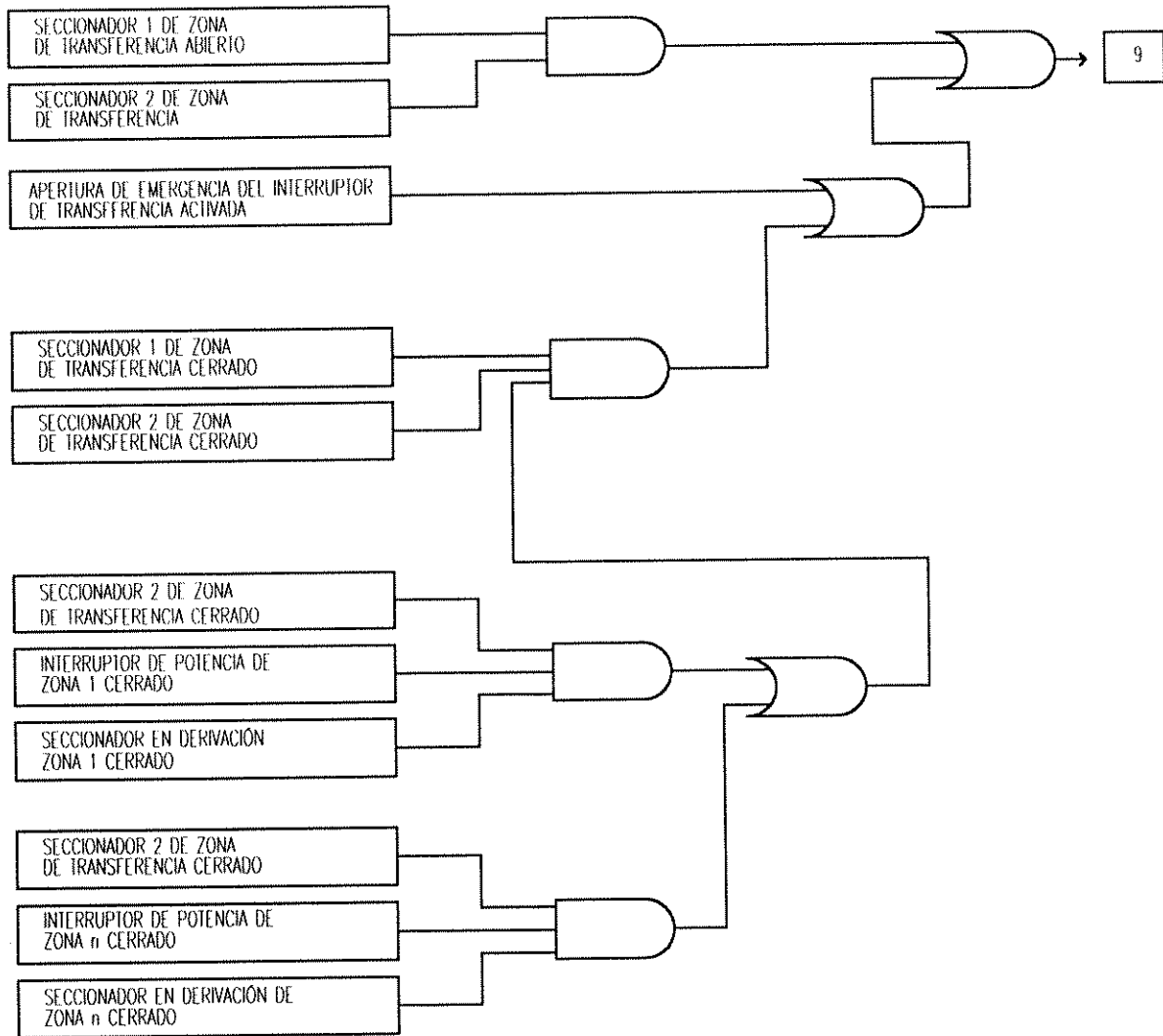
8.- ÓRDEN DE CIERRE DEL INTERRUPTOR DE PONTENCIA DE ZONA DE TRANSFERENCIA:



LÓGICA DE OPERACIÓN PARA LA CONFIGURACIÓN BAJO EL ESQUEMA DE BARRA SIMPLE CON BARRA E INTERRUPTOR DE TRANSFERENCIA

CASO 3 : CAMPO DE TRANSFERENCIA

9. - ÓRDEN DE APERTURA DEL INTERRUPTOR DE POTENCIA DE ZONA DE TRANSFERENCIA:



10.- ÓRDEN DE CIERRE Y APERTURA DEL SECCIONADOR 1 DE TRANSFERENCIA:



11.- ÓRDEN DE CIERRE Y APERTURA DEL SECCIONADOR 2 DE TRANSFERENCIA:



Figura 4.7. Diagramas lógicos de operación para campo de transferencia. (8)

4.4.2.2.3 Transferencia del disparo al interruptor de transferencia.

- al substituir el campo de transferencia a una línea automáticamente debe transferir las protecciones.
- al transferir las protecciones de una línea al campo de transferencia no signifique tener otro cableado adicional para las señales de corriente y voltaje de los transformadores de instrumento.
- para transferir las protecciones al campo de transferencia debe estar cerrado el seccionador en derivación de la línea a substituir y/o abierto al menos uno los seccionadores o polos del interruptor de potencia de la línea a substituir.

En la lógica de operación y en las consideraciones mínimas se menciona una operación de emergencia que se refiere a operaciones de cierre ó apertura programadas, que no son restricción para disparo por falla activada por las protecciones, que abren el interruptor de potencia por medio de dos circuitos independientes de disparo.

5. PROTECCIONES DE LA SUBESTACIÓN BAJO LA CONFIGURACIÓN DE BARRA SIMPLE CON BARRA E INTERRUPTOR DE TRANSFERENCIA

5.1 Filosofía de protección.

El objeto principal de la protección de un sistema eléctrico es detectar la falla y aislar la zona dañada sin afectar el resto del sistema en el menor tiempo posible. Para esto es necesario como mínimo: transformadores de corriente y voltaje, sistema de protección por relevadores e interruptores de potencia para aislar las fallas que se presenten en la zona protegida.

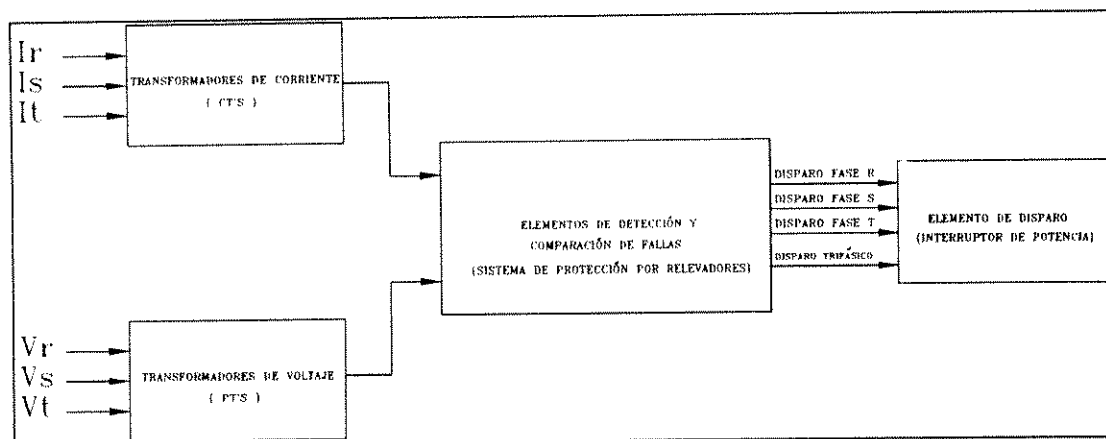


Figura 5.1. Diagrama de bloques de un esquema de protección general

5.2 Aspectos mínimos para la aplicación de un esquema de protección.

Los aspectos mínimos que debe satisfacer la aplicación un esquema de protección de alta tensión son:

- selectividad
- rapidez
- flexibilidad
- confiabilidad
- compatibilidad

5.2.1 Selectividad.

Es la cualidad del esquema de protecciones de aislar solamente la zona fallada. La selectividad es absoluta si el esquema de protecciones responde solo para fallas dentro de la zona protegida y relativa si deben ajustarse relés de otras zonas para no responder dentro de la zona.

5.2.2 Rapidez.

La velocidad con que el sistema de protecciones libere las fallas debe ser tal que, garantice que no se darán problemas de estabilidad transitoria y que los daños por la falla sean mínimos. Si la velocidad de liberación de la falla no es suficiente puede ocurrir lo siguiente:

- una falla permanente puede hacer caer el voltaje a niveles que produzcan sobrecargas en la líneas de transmisión
- daños parciales o destrucción en equipos de potencia como transformadores de instrumento, seccionadores y otros por no soportar las corrientes de falla por tiempos prolongados.

5.2.3 Flexibilidad.

Que las características de operación del esquema de protección sean adecuadas para las diferentes condiciones de operación del sistema.

5.2.4 Confiabilidad.

Según el ANSI C37.100 es la medida o el grado de certeza que el esquema de protección actúe correctamente. Es decir, asegura que no existan disparos incorrectos y que el esquema esté siempre disponible para las diferentes solicitudes de disparo por fallas reales.

5.2.5 Compatibilidad.

Es la capacidad del esquema de protecciones de poder trabajar en acoplamiento con sistemas de comunicación entre extremos de línea, scada, relés de reenganche extra rápido y otros como equipos registradores de eventos.

Adicionalmente, se debe evaluar el factor económico de manera que se tenga mayor protección al mas bajo costo.

5.3 Definición del sistema de protección por relevadores.

Los relés de protección son fabricados de una combinación de elementos básicos tales como detectores de nivel de señales, detectores de dirección, elementos de medición de impedancias y dispositivos de tiempo, tal como se mencionó en el punto 5.2, estos elementos son empacados en distintas combinaciones y cada una desarrolla un función específica de protección. La combinación adecuada de las funciones de protección definen un sistema de protecciones que sea adecuado para detectar fallas sobre la zona protegida e dar la orden de disparo a los interruptores principales y de respaldo en el menor tiempo posible.

Ya que el sistema de protecciones debe en principio liberar la falla ya sea dando orden de disparo a las bobinas principales o las bobinas de respaldo de los interruptores de potencia, por lo tanto, debe considerarse la aplicación de una protección principal y una protección de respaldo.

5.3.1 Protección principal.

La protección principal tiene la misión de actuar a la mayor brevedad posible, siendo primera en intentar liberar una falla.

Los compromisos de la protección principal son:

- Al detectar cualquier falla dentro de la zona protegida debe disparar todos los interruptores que alimenten la zona.
- Detectar la falla de cualquier elemento del esquema de protección incluyendo el interruptor de potencia.
- Considerando los traslapes de zonas protegidas, si ocurre una falla dentro de los traslapes de zona se deben disparar los interruptores de ambas zonas.
- Debe tomarse en cuenta que los transformadores de instrumento son los que delimitan las distintas zonas de protección.
- Debe aislar la falla con suficiente rapidez sin que se pierda la estabilidad del sistema.
- Debe prevenir daños irreparables en los equipos de potencia y mantener la continuidad de servicio.

Para la aplicación de protecciones principales es importante tener presente que ésta protección es más segura en la medida que tenga menos dispositivos. Ya que, una protección compuesta por varios relés de protección tendrá al mismo tiempo seguridad de operación y mayor probabilidad de que alguno de sus elementos falle.

Adicionalmente, una protección principal o de respaldo muy elaborada es de mayor costo.

5.3.2 Protección de respaldo.

La misión de la protección de respaldo es operar cuando la protección de principal falla o queda fuera de servicio por mantenimiento. Aunque el conjunto de relés de protección de respaldo arrancan al mismo tiempo que los relés de protección principal no deben operar al mismo tiempo que la protección principal. Como norma en la práctica, los ajustes de tiempo de los relés de protección de respaldo se colocan con mayor retardo que los de la protección principal; además, se pueden utilizar relés con tiempos de operación mas lentos que los de la protección principal. El objetivo principal de la protección de respaldo es substituir a la protección principal en caso que esta falle o falle el interruptor de potencia.

La protección de respaldo se puede aplicar de dos formas, local y remota. Los interruptores de alto voltaje se pueden especificar con una o con dos bobinas de disparo, de manera que si se especifican con dos bobinas de disparo se puede aplicar una protección de respaldo local. Este sistema

de protección de respaldo es ideal para aplicarlo donde existen protecciones, devanados de transformadores de corriente, devanados de transformadores de voltaje, bancos de baterías y circuitos de disparo independientes.

5.3.2.1 Protección de respaldo remota.

La protección de respaldo remota debido a la necesidad de sistemas de comunicación como sistemas de onda portadora, microondas e hilo telefónico entre las diferentes subestaciones remotas, es muy difícil y compleja su aplicación, pero necesaria para la aplicación de esquemas de disparo transferido entre extremos de línea. Uno de los inconvenientes de este tipo de protección es que si el canal de comunicación falla se pierde totalmente la protección de respaldo.

5.3.2.1 Protección de respaldo local.

La finalidad de la protección de respaldo local es proteger los interruptores propios de la subestación. Este tipo de protección actúa bajo una lógica de operación liberando fallas internas o de línea que por falla de la protección de una línea dada no han sido limpiadas y no quedando otra alternativa se deben disparar todos los interruptores adyacentes que alimenten la falla.

5.3.2.1.1 Protección local contra falla de interruptor.

Esta protección es conocida comúnmente como protección local propia del interruptor y es la que comúnmente se usa como respaldo local y que actúa en última instancia cuando el interruptor o la protección principal a fallado.

5.3.3 Protección de líneas de transmisión.

Las líneas de transmisión dependiendo de sus características se pueden proteger utilizando cualquiera de las siguientes protecciones:

- Corriente
- Distancia
- Hilo piloto
- Onda portadora

5.3.3.1 Protección de líneas con relevadores de sobrecorriente.

Esta protección es la más sencilla y barata, históricamente este tipo de protección se ha utilizado en líneas cortas, normalmente se utilizan dos relevadores de fase y uno de tierra. Se acostumbra usarse con protección de distancia para las fallas a tierra y como respaldo de la protección piloto.

Hoy en día sin embargo, las protecciones de sobrecorriente han sido substituidas por protecciones de distancia ya que si bien los esquemas de protección de sobrecorriente tienen la ventaja

de no requerir transformadores de potencial al mismo tiempo esto reduce su capacidad de protección, ya que presenta las siguientes desventajas:

- Cualquier falla en el canal de comunicación puede producir fallas en el disparo o falsos disparos.
- El disparo directo y la protección de respaldo está limitada a unidades de sobrecorriente.
- Los ajustes tienen que ser muy sensibles para compensar la resistencia de falla y la resistencia típica del arco.
- La protección responderá para muchas fallas externas, perdiendo selectividad debido a la sensibilidad de los ajustes.

5.3.3.2 Protección de líneas con relevadores de distancia.

Las protecciones de distancia requieren de la entrada de señales de corriente y voltaje, por lo cual son mucho más complejas que los esquemas de protección de sobrecorriente por el uso de transformadores de potencial. Actualmente, este esquema es preferido para la protección de líneas de transmisión ya que se reduce la probabilidad de disparos para fallas externas, falsos disparos así como falsas salidas debidas al canal de comunicaciones para la protección de respaldo remota.

5.3.3.3 Protección de líneas con hilo piloto.

La aplicación de este tipo de protección se está limitada por la resistencia y capacitancia del hilo piloto, ya que ambos parámetros resistencia y capacitancia aumentan con la longitud de la línea y por esto se aplica en líneas cortas, donde adicionalmente la protección de onda portadora no se justifica económicamente y en cables de potencia donde la onda portadora se atenúa rápidamente. Esta se utiliza como protección primaria de alta velocidad y como protección de respaldo siempre y cuando se elimine el disparo de alta velocidad.

En este tipo de protección las corrientes de línea trifásica es convertida en una cantidad monofásica, la cual es comparada con una cantidad monofásica similar en el otro extremo de la línea, de la misma manera que se hace en un relevador diferencial. De forma que para una falla externa el resultado de la comparación de las cantidades monofásicas en ambos extremos de la línea actúa para restringir la operación del relevador, pero para una falla interna produce la operación del relevador.

5.3.3.4 Protección de líneas con onda portadora.

Esta protección es muy usada en líneas de alta tensión por su alta confiabilidad en cuanto a operación, ya que solo se instala en las terminales de la línea no necesita mucha vigilancia, pero es más costosa que el hilo piloto.

Para la aplicación de este tipo de protección se requiere en los extremos transformadores de potencial con filtro de acoplamiento, trampas de onda, equipo de comunicaciones de onda portadora y

relevadores de protección compatibles con el equipo de onda portadora. Es sistema de dos alambres en condición normal de reposo es capaz de transmitir y recibir en la onda portadora en el rango de frecuencias de 50 kHz a 700 kHz, la salida nominal normalmente se transmite a 10 W y 75 Ohms.

La potencia de salida es de +40 dBm (relativa a 1mW a 75 ohms), así con la mayor sensibilidad de ajuste de recepción de +1 dBm , el máximo ancho es de 39 dB. Las pérdidas típicas son de 2.5 dB en cada extremo, y el peor de los acoplamientos las pérdidas deben ser menores de 6 dB en cada terminal. Por lo tanto, existe una salida de $39 - 2 \cdot (2.5 + 6) = 22$ dB para cada línea de margen de seguridad en la transmisión y recepción; el margen de seguridad recomendado es de 9 dB entonces, quedan 13 dB disponibles para perdidas adicionales en transmisión y acoplamiento de las dos extremos.

La máxima separación permitida de la frecuencia portadora es de ± 16 kHz para frecuencias por encima de 304 kHz, y 28 kHz para frecuencias menores de 304 kHz.

Existen tres métodos de protección por onda portadora:

- Comparación de fase
- Comparación direccional
- Sistema mixto

5.3.3.4.1 Comparación de fase.

Este se usa en líneas de dos extremos en la cual no afecte la inducción de líneas cercanas, que representa una ventaja para la protección direccional. Debe usarse solo como protección primaria y no como de respaldo.

5.3.3.4.2 Comparación direccional.

Este método se usa con mucha frecuencia salvo que exista mucha inducción de otras líneas. En este caso no se pueden usar relevadores direccionales de tierra solo relevadores de distancia de tierra.

5.3.3.4.3 Sistema mixto.

Se usa cuando no existen efectos de inducción, se usa la combinación de fase y direccional. La direccional para fallas entre fases y la de fase para fallas de fase a tierra.

5.3.4 Relevadores de distancia como protección principal.

Un relevador de distancia opera en función de la relación existente entre el voltaje y la corriente. Los relevadores de distancia son utilizados como protección principal y en algunas aplicaciones se utilizan relés de protección de apoyo a la protección principal y protecciones de respaldo que normalmente son réplicas de la protección principal, pero con ajustes de tiempo mas prolongados y normalmente se pueden utilizar para ello relés más lentos.

5.3.4.1 Características de operación.

Ya que la protección debe adaptarse a las diferentes condiciones que se presenten en el sistema y debe tener una función de respuesta adecuada para cualquier tipo de falla, es decir que debe distinguir las condiciones de carga de las condiciones de falla, para esto se utilizan la medición direccional y de distancia; estas mediciones definen las curvas de operación para cada condición y se producirá una operación del relevador de distancia siempre y cuando la impedancia medida en la dirección adecuada este dentro de la curva de operación en cualquiera de las zonas.

Con el objeto de que no exista una violación de la carga, la protección debe presentar la cualidad de ajustes independientes en la dirección resistiva y reactiva; esto brinda una adecuada discriminación entre la condición de falla y condición de carga.

5.3.4.1.1 Fallas monofásicas a tierra.

Se utiliza una curva de operación bastante parecida a la de reactancia, con la línea de reactancia ligeramente pendiente hacia el eje de las reactancia, este tipo de curvas se les conoce como característica de operación cuadrilateral. Estas curvas son adecuadas para la protección de líneas cortas donde la parte resistiva de la impedancia de la línea es casi despreciable comparada con la parte reactiva. Este tipo de curva además presenta las siguientes ventajas:

- Reduce los efectos de la carga para líneas cortas y el efecto de alimentaciones de la extremo remota.
- Para su aplicación no importa si los transformadores de instrumento son del tipo inductivo o capacitivo.
- Se utiliza el voltaje de las fases no falladas para asegurar la correcta operación direccional.

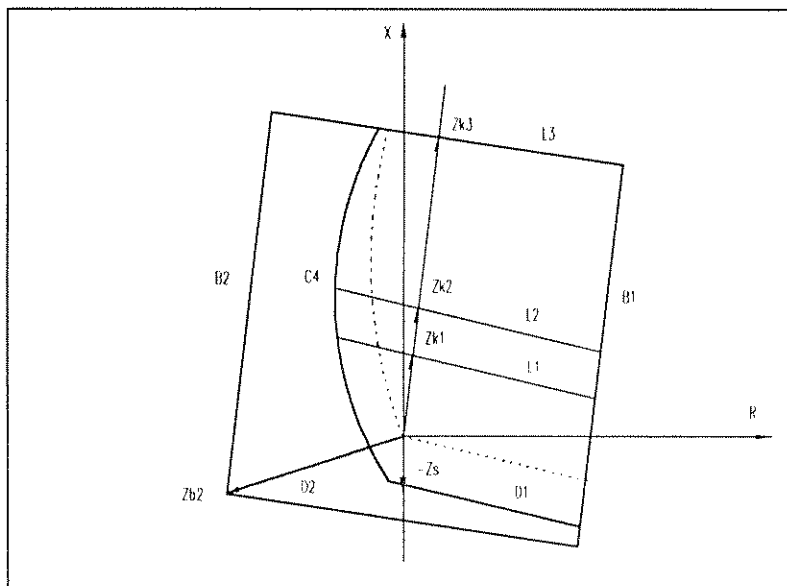


Figura 5.2. Característica de operación para fallas monofásicas a tierra del relevador RAZFE.

Donde:

- Z_{k1} , Z_{k2} y Z_{k3} = Alcances de impedancia ajustados para las zonas 1, 2 y 3.
 Z_{b2} = Impedancia total de la falla
 Z_s = Impedancia de secuencia negativa
 $B1$, $B2$, $D1$ y $D2$ = Límites de la curva de operación
 $C4$ = Límite máximo de la curva de operación
 $L1$, $L2$ y $L3$ = Límites de operación para las zonas 1, 2 y 3
Las curvas de trazos corresponden a límites de operación con impedancias de falla con origen cero.

5.3.4.1.2 Fallas bifásicas.

En una falla entre dos fases la resistencia del arco queda limitada por la separación entre los conductores, por lo cual se utiliza una curva de operación circular, a las cuales se les conoce como características de operación Mho.

Este tipo de curva de operación presenta las siguientes ventajas y desventajas:

- La direccionalidad de los elementos de fase es propia
- El problema de introducción de errores en la medida para falla entre dos fases y tierra cuando el sistema tiene el neutro sólidamente aterrizado se puede solventar utilizando la habilidad de los elementos de medida de faltas bifásicas de operar adecuadamente a lo largo de casi toda la línea en combinación con uno de los elementos de falla monofásica a tierra relacionado con un conjunto de fases que participen en una falla.

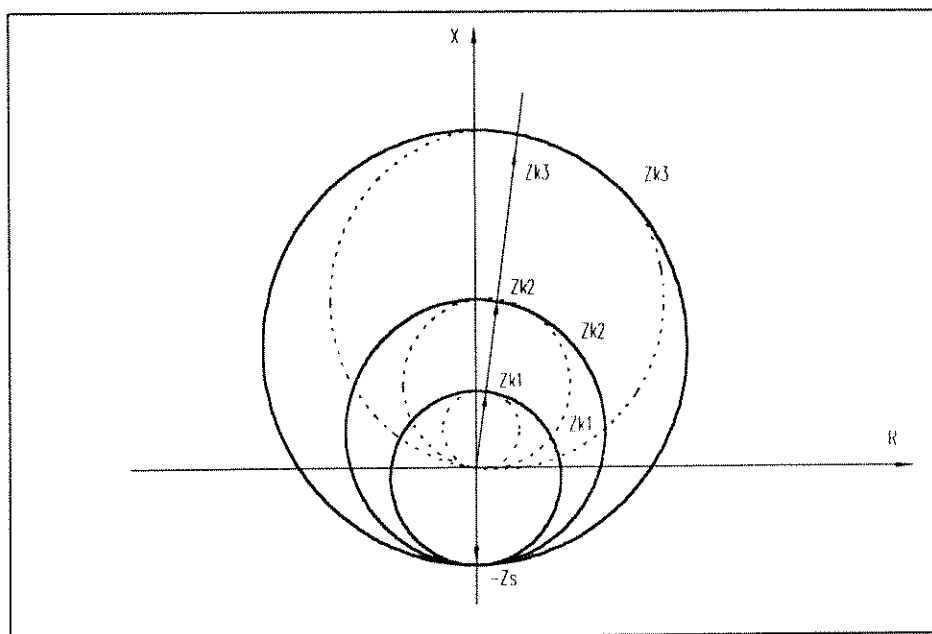


Figura 5.3. Característica de operación para fallas bifásicas del relevador RAZFE.

Donde:

- Z_{k1} , Z_{k2} y Z_{k3} = Alcances de impedancia ajustados para las zonas 1, 2 y 3.
 Z_{s2} = Impedancia de secuencia negativa
Las curvas de trazos corresponden a límites de operación con impedancias de falla con origen cero.

5.3.4.1.3 Fallas trifásicas.

En una falla trifásica es necesario utilizar parcialmente los elementos de medida para falla a tierra y circuito de memoria de voltaje que asegure la operación adecuada aún cuando las fallas son cercanas. De manera que los elementos de medida de fase se convierten en:

- Medidores de distancia
- Discriminadores de carga
- Elementos de arranque

Para la protección contra fallas trifásicas también se utiliza la característica de operación cuadrilateral.

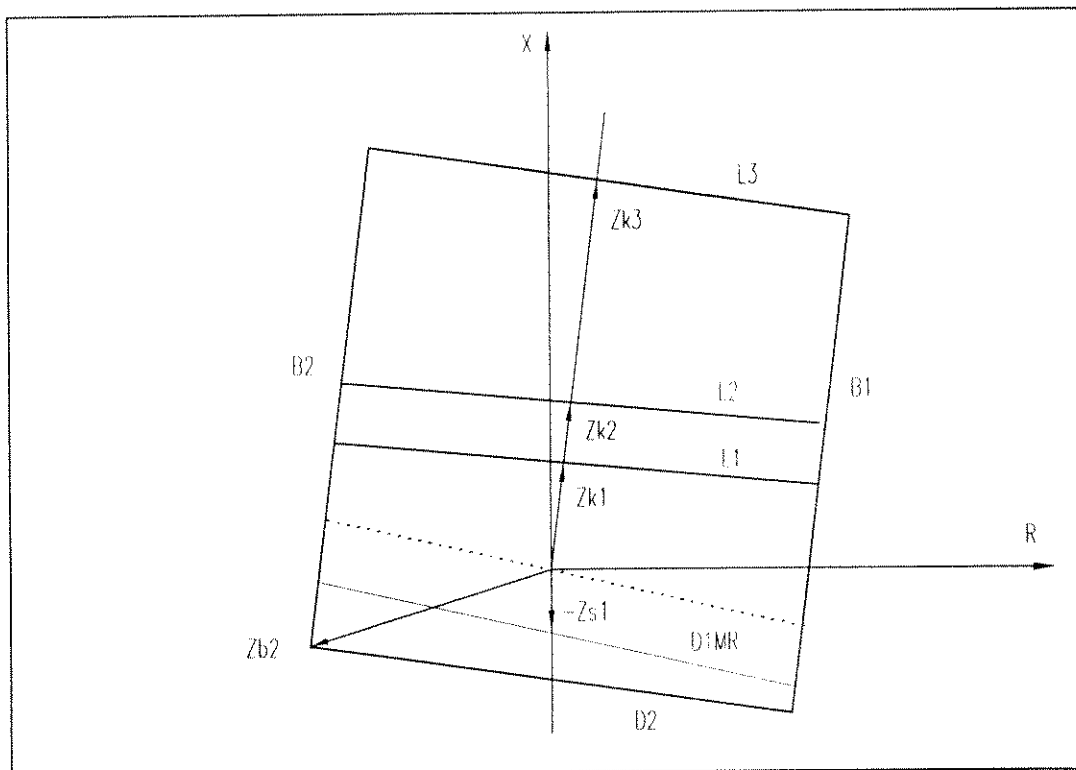


Figura 5.4. Característica de operación para fallas trifásicas del relevador RAZFE.

Donde:

- Z_{k1} , Z_{k2} y Z_{k3} = Alcances de impedancia ajustados para las zonas 1, 2 y 3.
 Z_{b2} = Impedancia total de la falla
 Z_s = Impedancia de secuencia negativa
 $B1$, $B2$ y $D2$ = Límites de la curva de operación
 $D1MR$ = Margen de operación para secuencia negativa
 $C4$ = Límite máximo de la curva de operación
 $L1$, $L2$ y $L3$ = Límites de operación para las zonas 1, 2 y 3
Las curvas de trazos corresponden a límites de operación con impedancias de falla con origen cero

5.3.4.2 Lógica de disparo.

La lógica de disparo es de acuerdo al esquema de la figura 5.5, ya que todos los elementos de medida para las distintas zonas operan simultáneamente, pero el disparo para la zona 2 y zona 3 tiene un tiempo de retardo y el disparo de la zona 1 es instantáneo.

Cuando se utiliza un esquema de disparo transferido entonces para conseguir tiempos de operación instantánea en ambos extremos de la línea protegida se debe bloquear los tiempo de retardo de la zona 2 y 3 por medio de la entrada de recepción de portadoras.

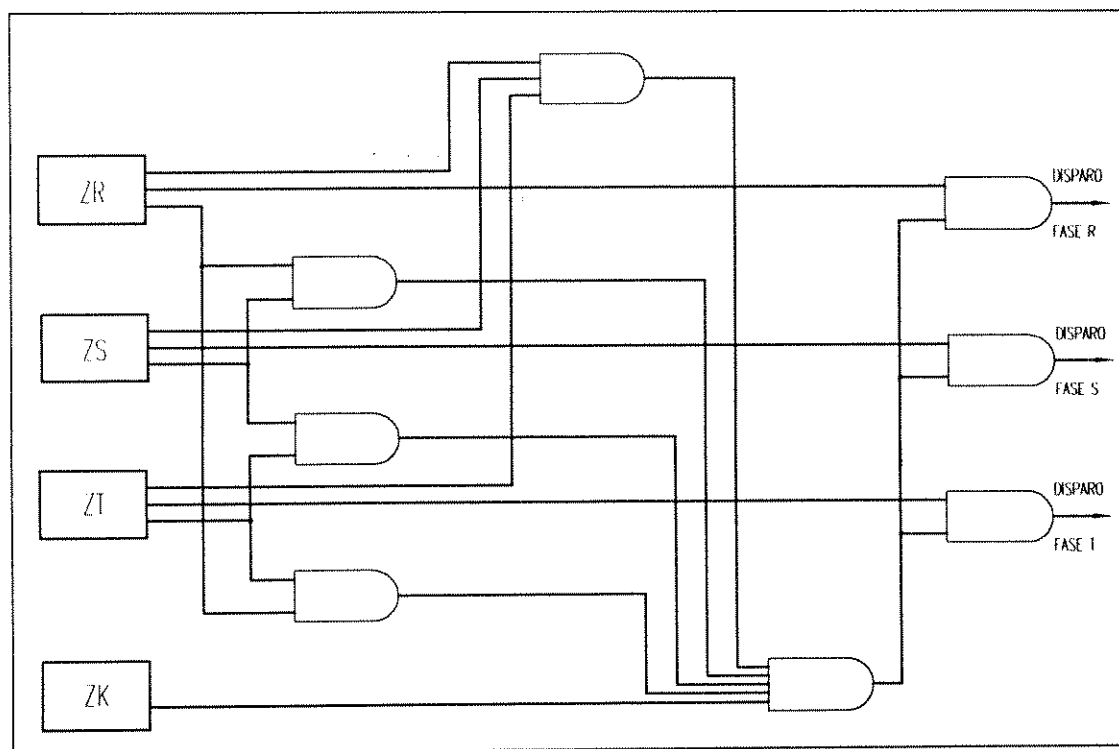


Figura 5.5. Lógica de disparo de la protección de distancia RAZFE.

5.3.4.3 Funciones adicionales de la protección de distancia.

Este tipo de relevador de distancia tiene como función adicional el bloqueo contra oscilaciones de potencia, esta función actúa cuando existe un cambio en las condiciones del sistema de potencia del tipo aumento o disminución leve de la carga, lo cual aparece como un cambio de impedancia, ya que la impedancia medida es la relación de la corriente de línea contra el voltaje de línea, esta función es válida entre dos curvas una interior colocada al 100% del alcance resistivo y otra exterior de arranque al 120%.

La operación típica del bloqueo por oscilación de potencia es tener una curva de arranque exterior a la curva de la característica de operación para la zona 3 la cual bloquea el arranque de la

zona 3, pero si el disturbio detectado en el sistema de potencia protegido tarda un tiempo superior a 35-40 ms en darse significa que es una oscilación de potencia normal y que la protección de distancia será bloqueada por un tiempo de 2 s, pero si por el contrario la perturbación se da en menos tiempo se detecta la falla en zona 3 y la protección de distancia realiza su operación normal.

La escala de valores de tiempo para bloqueo por oscilación de potencia está entre 35-40 ms par los relés de distancia Razfe. Actualmente, por la experiencia adquirida de reportes y experiencias de aplicaciones los diseñadores de relevadores han ampliado el rango de ajuste a un rango de 20-90 ms, pero por la experiencia en la práctica se ha demostrado que el valor de ajuste típico es de 50 ms, salvo en casos muy especiales donde la carga puede fluctuar y producir cambios con mayor velocidad, lo cual las puede hacer aparecer como fallas. Adicionalmente, en los relevadores de distancia mas recientes el bloqueo por oscilación de puede ser colocado para bloqueo de arranque de la zona 3 o de la zona 2.



5.3.4.4 Ajustes típicos.

El relevador de distancia tiene tres unidades de medida de impedancia y dependiendo de la localización de la falla así es el arranque de una de las unidades de medida, ya sea instantáneo para la zona 1 o con retardo de tiempo para el caso de la zona 2 y la zona 3.

5.3.4.4.1 Retardo de tiempo por zona.

Los intervalos de tiempo en los cuales se puede ajustar el relevador de distancia se muestran en la cuadro 5.1.

ZONA	RANGO DE AJUSTE EN Seg.
1	INSTANTÁNEO
2	0.1 - 1
3	0.3 - 3

Cuadro 5.1 Rango de ajustes de retardo de tiempo por zona para el relevador Razfe.

5.3.4.4.2 Alcance de impedancia por zona.

En la mayor parte de aplicaciones el error esperado de los comparadores del relevador de distancia es del 5% en cuanto a exactitud; adicionalmente el error puede subir hasta un máximo del 10% debido a los errores introducidos por la relaciones de los transformadores de instrumento y los errores en el calculo de la impedancia de la línea al calcular los ajustes. Los ajustes de alcance de impedancia se pueden seleccionar de una manera práctica tal y como aparecen en la cuadro 5.2.

ZONA	AJUSTES DE IMPEDANCIA	OBJETIVOS
1	80% de la impedancia de la línea protegida.	<ul style="list-style-type: none"> Evitar disparos instantáneos para fallas en líneas adyacentes a la línea protegida, es decir fuera de la línea protegida. Proveer disparo instantáneo para fallas internas a la línea protegida utilizando disparo transferido entre las extremos protegidas.
2	La impedancia de la línea protegida más el 50% de la línea adyacente más corta o el 120% de la línea protegida, el valor que sea más grande.	<ul style="list-style-type: none"> Servir de respaldo para las protecciones de las líneas adyacentes. Estar disponible para cubrir al menos el 20% de cualquiera de las líneas adyacentes. Discriminar las fallas con la protección principal de la siguiente línea, incluyendo el alcance de zona 1 mas el tiempo de disparo del interruptor. Que el ajuste de la zona 2 en ningún caso mire a través de la impedancia un transformador de potencia con grupo de conexión estrella delta que esté localizado al final de la línea.
3	120% de la línea protegida mas 120% de la línea adyacente más larga	<ul style="list-style-type: none"> proveer protección total de respaldo con tiempo de retardo.

Cuadro 5.2. Ajustes por zona para relevadores de distancia.

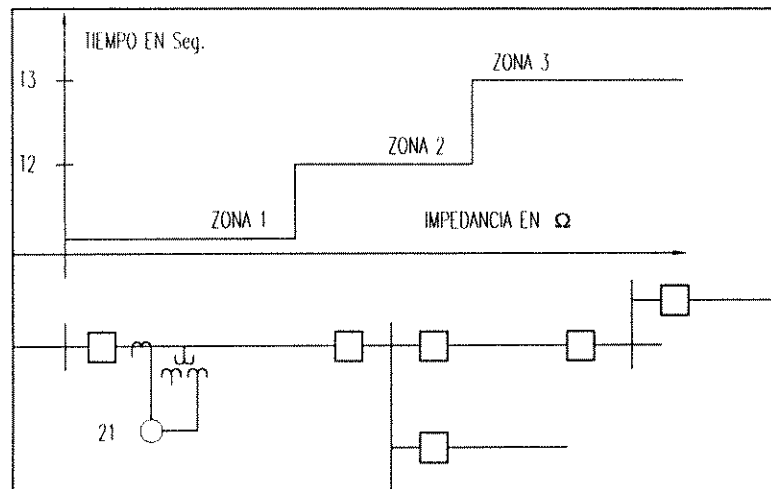


Figura 5.6. Diagrama simplificado de ajustes de tiempo e impedancia para relevadores de distancia.

En la figura 5.6 se muestra un diagrama simple de coordinación de tiempos e impedancia para la protección de distancia.

5.3.4.4.3 Casos de impedancia aparente a considerarse en el ajuste de las zonas de un relevador de distancia.

A veces la impedancia real hacia la localización de una falla no es la misma que mira el relevador que está protegiendo la línea. Esto es por que las configuraciones de los sistemas de

transmisión tienen derivaciones intermedias entre las dos terminales de línea. Estas derivaciones pueden estar conectadas a un transformador de potencia o un generador. Cada una de estas conexiones intermedias le ocasiona problemas a la protección de distancia ya que en efecto esto se refleja como un cambio en la impedancia medida por el relevador de distancia.

5.3.4.4.3.1 Alimentación adicional interior.

Esta es una condición en la cual la corriente de falla fluye hacia adentro de la línea fallada desde todas la terminales de la línea para una falla interna. Esta condición se muestra en la figura 5.7.

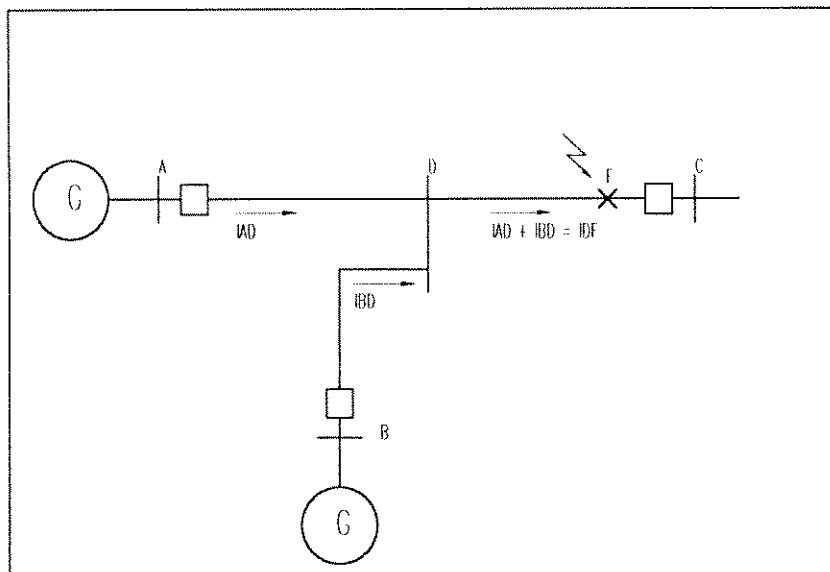


Figura 5.7. Distribución de corrientes para la condición de alimentación adicional interior.

En donde la impedancia que mira la protección de distancia instalada en el punto A se puede derivar de la siguiente manera:

Aplicando la ley de voltajes de Kirchoff el V_A , se obtiene la siguiente ecuación:

$$V_A = I_{AD} \cdot Z_{AD} + (I_{AD} + I_{BD}) \cdot Z_{DF} \quad (1)$$

Dividiendo la ecuación (1) entre I_{AD} obtenemos:

$$Z_A = Z_{AD} + \left(1 + \frac{I_{BD}}{I_{AD}}\right) \cdot Z_{DF} \quad (2)$$

Donde la impedancia Z_{DF} es la impedancia vista desde la derivación D hacia la localización de la falla F. El término $Z_{DF} \cdot (1 + I_{BD}/I_{AD})$, es el incremento aparente en la impedancia vista por el relevador de distancia instalado en el punto A, y provoca que el relevador mire la falla fuera de las zonas de protección y en el mejor de los casos el relevador liberará una falla de este tipo probablemente retardo de tiempo de tercera zona, pero lo normal es que no opere ya que la impedancia aparente adicional será por lo general superior a la del alcance de tercera zona. Este efecto de

incremento de la impedancia aparente vista por los relevadores de distancia es conocido efecto de infeed.

5.3.4.4.3.2 Alimentación adicional exterior

Esta es una condición en la cual la corriente de falla fluye hacia afuera de una de las terminales de la línea fallada desde todas la terminales de la línea para una falla interna. Esta condición se muestra en la figura 5.8.

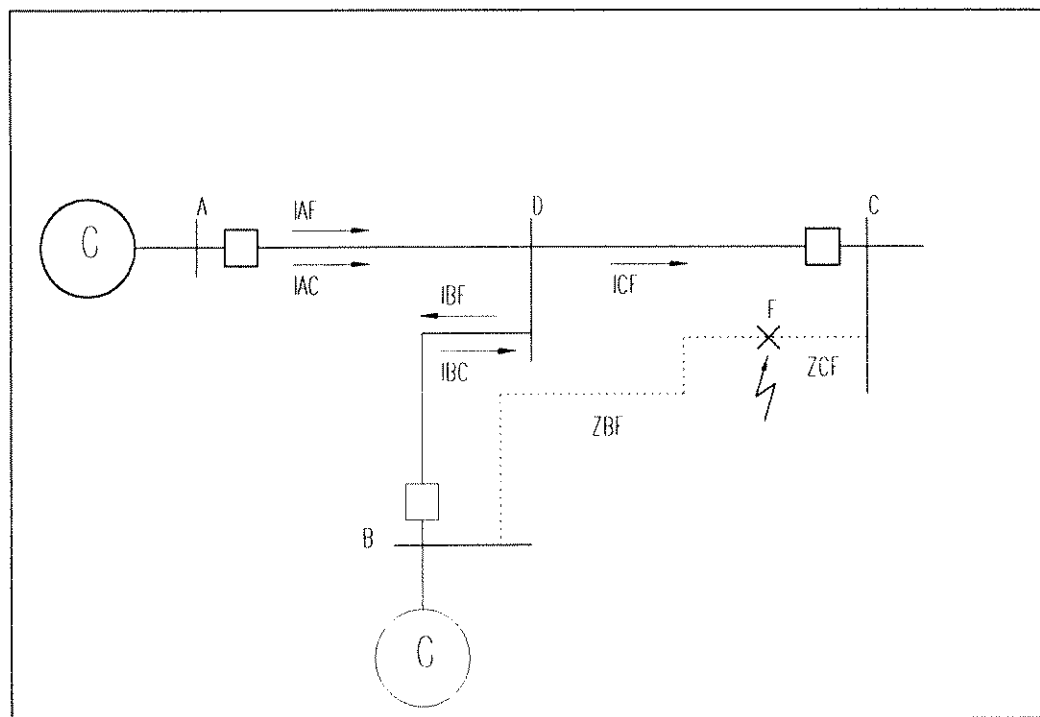


Figura 5.8. Distribución de corrientes para la condición de alimentación adicional exterior.

De la misma manera que en el caso de alimentación interior, para este caso se obtiene la siguiente ecuación:

$$Z_{A(C)} = Z_{AD} + \left(\frac{I_{AC} + I_{BC}}{I_{AD}} \right) * Z_{DC} \quad (3)$$

La zona 2 de la protección de distancia en el punto A para el caso de fallas el punto C se puede ajustar para que cubra la impedancia vista por el relevador en el punto A, la cual está definida por la ecuación (3).

Pero, cuando la falla es en el punto F, entonces el relevador mira la impedancia de acuerdo a la ecuación (4).

$$Z_{A(F)} = Z_{AD} + \frac{I_{AF} - I_{BF}}{I_{AF}} * (Z_{DC} + Z_{CF}) \quad (4)$$

Dependiendo de la relación existente entre las corrientes de falla de la ecuación (4), la impedancia aparente vista por el relevador de distancia en el punto A puede ser menor que las impedancia ajustada para el punto A. Por lo tanto, si la impedancia puede ser menor significa que el relevador de distancia tendrá un efecto de sobrealcance. Este efecto de disminución de la impedancia aparente, que provoca un subalcance debe considerarse especialmente en la selección de ajustes de la zona 2.

Adicionalmente, a la protección de una línea de transmisión se agregar algunas funciones adicionales para protección contra fallas temporales, fallas a tierra y bajos voltajes.

5.3.4.5 Direccional de sobrecorriente a tierra.

Esta función de protección se utiliza como complemento de la protección de distancia para fallas a tierra de alta resistencia, las cuales la protección de distancia no logra ver. Este tipo de protección tiene la particularidad de responder a flujos de corriente a tierra, pero también es importante que responda solo a flujos de corriente en la dirección deseada, es decir debe existir una cantidad de referencia que le indique la dirección de respuesta, de manera que debe existir una cantidad de polarización.

La cantidad que hace actuar al direccional de falla a tierra es la corriente de falla a tierra, la cual es limitada por la cantidad de resistencia del arco y la resistencia al pie de la torre que podría ser cubierta por el relevador de distancia si la cobertura está limitada a la resistencia ohmica del alcance del relevador de distancia.

De acuerdo a A.R. Van C. Warrinton la resistencia del arco a tierra puede expresarse con la siguiente ecuación:

$$R_a = \left(\frac{28,710}{I^{1.4}} \right) \cdot L \quad (5)$$

Donde:

R_a = Resistencia del arco (Ohms)
 L = Longitud del arco (mts)
 I = Corriente en el arco (A)

El efecto de la resistencia del arco es menos significativo en líneas cortas o con corrientes de falla menores a 2000 A.

Para proporcionar al direccional de sobrecorriente la dirección de operación debemos indicarle cual es la cantidad de referencia, es decir la cantidad de polarización. La polarización del direccional de falla a tierra se puede realizar por voltaje de secuencia negativa, corriente de secuencia cero, voltaje de secuencia cero o doble con voltaje y corriente de secuencia cero.

El método preferido para la polarización es del de voltaje de secuencia negativa ya que nos es afectado por inducción mutua de otras líneas en paralelo y es compatible con otros relevadores de protección. En la cuadro 5.3 se muestran las cantidades de polarización contra las cantidades de operación.

CANTIDAD DE POLARIZACIÓN	CANTIDAD DE OPERACIÓN
VOLTAJE DE SECUENCIA NEGATIVA	CORRIENTE DE SECUENCIA NEGATIVA
VOLTAJE DE SECUENCIA CERO	CORRIENTE DE SECUENCIA CERO
CORRIENTE DE SECUENCIA CERO	CORRIENTE DE SECUENCIA CERO
VOLTAJE Y CORRIENTE DE SECUENCIA CERO	CORRIENTE DE SECUENCIA CERO

Cuadro 5.3. Cantidades de polarización y operación para el direccional de falla a tierra.

Normalmente se requiere que exista una coordinación entre la operación del relé de distancia para fallas a tierra y el direccional de falla a tierra, entonces el tiempo de retardo en la operación para el relevador es fijo, este caso se da en los relevadores del tipo estático como el RAEPA, que incluso tiene definida su polarización por voltaje de secuencia negativa y no presenta otra alternativa.

5.3.4.6 Sobre y bajo voltaje.

Los relés de sobrevoltaje del tipo instantáneo o de tiempo definido son usados para proteger de sobrevoltajes el punto neutral o para liberar un relevador de falla a tierra bajo la ocurrencia de una falla a tierra en un sistema que no está sólidamente aterrizado.

También son usados en la protección de sobre voltajes en transformadores no aterrizados en el lado de baja tensión.

Una aplicación importante del relevador de sobrevoltaje es proteger contra la elevación excesiva del voltaje en las líneas de transmisión, para esto se debe seleccionar un retardo de tiempo definido para evitar disparos innecesarios si la elevación del voltaje de línea es de corta duración.

Estos relés se pueden usar también como relés de bajo voltaje, para protección de motores y barras. En los sistemas digitales modernos esta función viene incorporada como una función de supervisión de voltaje y los ajustes dependen del voltaje mínimo y máximo de operación del sistema.

5.3.4.7 Reenganche.

La mayor parte de fallas en los sistemas de transmisión aéreos son fallas temporales, de manera que una línea puede regresar a servicio inmediatamente después de disparar. Para que una línea fallada entre nuevamente utilizando reenganche debe esperarse como mínimo que transcurra un tiempo igual o mayor al tiempo de desionización del aire, este tipo de reenganche se le conoce como reenganche de alta velocidad y el tiempo que transcurre entre la falla y el reenganche de alta velocidad se llama tiempo muerto.

VOLTAJE NOMINAL DE LA LÍNEA EN kV	TIEMPO MUERTO EN CICLOS A 60 Hz	
	PROBABILIDAD DEL 95%	PROBABILIDAD DEL 75%
69	6	4
138	10	7.5
230	18	14

Cuadro 5.4. Probabilidad y tiempos muertos para el reenganche.

De datos del cuadro 5.5, podemos ver que para líneas de transmisión de 230 kV si el tiempo muerto llega a los 18 ciclos tenemos una probabilidad del 95% de que la línea no se restablezca, por lo tanto el reenganche debe darse con un tiempo muerto menor.

En algunas aplicaciones se habla de retardo de tiempo para el reenganche y se refiere a un reenganche después de transcurrido un tiempo mayor al que se requiere el reenganche de alta velocidad y en los relevadores de reenganche más recientes podemos encontrar una serie de funciones que retardan el reenganche como lo son el chequeo de línea muerta, barra energizada y/o verificación de sincronismo.

Para la aplicación del recierre de alta velocidad se debe tomar en cuenta las siguientes restricciones:

- El reenganche de alta velocidad no debe usarse si al hacerlo sobre una falla permanente se producen inestabilidad en el sistema.
- El reenganche de alta velocidad no debe iniciarse al menos que el sistema de relés de protección asegure disparo de alta velocidad en todas las extremos involucradas del sistema.
- El reenganche de alta velocidad no puede iniciarse si el disparo del interruptor fue causado por inestabilidad en el sistema.
- El reenganche de alta velocidad no debe ser usado en líneas que terminen en barras generadoras solamente si los estudios de estabilidad demuestran que el máximo momento torsional está dentro de las especificaciones de los generadores o al menos que la experiencia y la filosofía de operación de la pauta para que esta restricción pueda ser obviada.
- El reenganche de alta velocidad no puede usarse sobre líneas en las cuales están conectados generadores o grandes motores como carga.

El reenganche con retardo de tiempo es utilizado cuando el reenganche de alta velocidad no es permitido o iniciado. El método recomendado para el reenganche es energizar una línea muerta con un interruptor preestablecido y en la terminal preestablecida e iniciar el reenganche del interruptor del otro extremo de la línea previa verificación del sincronismo.

Con la finalidad de restaurar una línea después de una falla puede usarse un esquema de reenganche de disparo múltiple, donde el primer intento se hace con un reenganche de alta velocidad el cual es iniciado si la línea fue disparada por un sistema de relés de alta velocidad, luego se hace un segundo intento de reenganche con retardo de tiempo desde una de los extremos de la línea con chequeo de sincronismo, si no es exitoso ninguno de los ambos intentos entonces la línea debe ser seccionada del sistema y puesta a tierra para ser patrullada y establecer físicamente el origen de la falla. Algunos relevadores de distancia traen incorporado una función de localización de fallas, la cual es muy útil en estos casos ya que le indica al operador aproximadamente en que sección de la línea se ocurrió la falla.

Para el relevador de reenganche RAAAK, el ajuste de tiempo muerto para reenganche de alta velocidad está entre 0.06 - 0.6 segundos y el reenganche con retardo de tiempo está entre 0.30 - 3 segundos.

5.3.4.8 Protección contra fallo de interruptor.

Esta protección se utiliza como respaldo de la protección principal, y es la misma protección principal la que a través de sus contactos de disparo conecta la alimentación de corriente directa a la protección contra fallo de interruptor, la cual consta de dos unidades una unidad de tiempo y tres unidades de medición de corriente. Ya que en algún momento el interruptor de potencia de la línea puede fallar, entonces la protección siempre estará disponible para liberar cualquier falla tomando las siguientes medidas:

1. Enviando un disparo instantáneo al propio interruptor de la zona.
2. Si la falla persiste después de un tiempo definido para el disparo con retardo de tiempo, la protección dispara los interruptores adyacentes que puedan alimentar la falla.
3. Si existe doble barra en la subestación, chequeo de lógica de disparo y dispara los interruptores de forma selectiva.

Esta protección tiene la ventaja de que no necesita una fuente de alimentación todo el tiempo si no solamente cuando es requerido a solicitud de la protección de distancia, lo cual hace que no se produzca en el ningún desgaste y tenga la capacidad de responder adecuadamente para cada solicitud.

Los ajustes de corriente deben ser tales que aseguren la operación hasta con la mínima corriente de cortocircuito con un tiempo de retardo adecuado de la siguiente forma:

- La corriente se puede ajustar entre 1-3 veces la constante de escala que toma valores de 1, 2.5 y 5 amperios.
- El retardo de tiempo debe ser igual al tiempo de operación del interruptor mas el tiempo de reposición de la protección contra fallo de interruptor mas un margen de seguridad.

Para comprender la función de la protección contra fallo de interruptor basta con ver la figura 5.9.

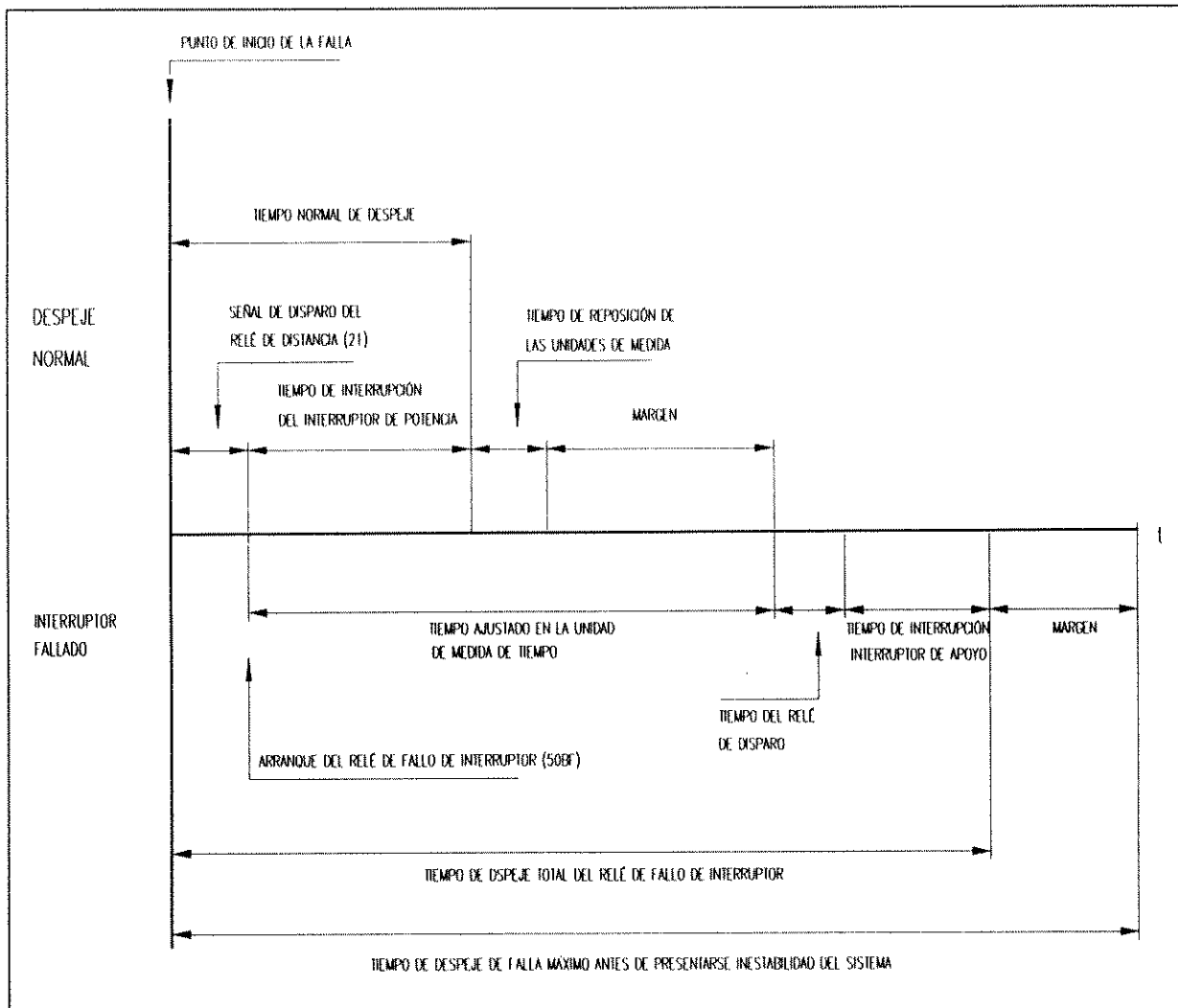


Figura 5.9. Coordinación de tiempos para operación de protección contra fallo de interruptor.

5.4 Esquema de protección para la configuración de barra simple con barra e interruptor de transferencia.

En la figura 5.10 se muestra el diagrama unifilar de protecciones con el esquema de operación propuesto para la configuración de la subestación de maniobras de barra simple con barra e interruptor de transferencia, básicamente las protecciones a utilizar son las mismas que teníamos en la configuración de doble barra, con las variantes de que aquí adicionalmente al esquema de disparo transferido remoto para las protecciones de distancia tenemos el disparo transferido local y la protección de respaldo local del relé contra fallo de interruptor.

En el diagrama unifilar de la figura 5.10 aparecen las protecciones representadas por números de acuerdo a la norma ANSI/IEEE C37.2, tal como aparecen en el cuadro 5.5.

Número de acuerdo ANSI/IEEE C37.2	Función del relevador
21	Protección de distancia
27	Protección de bajo voltaje
62 (50-BF IEC)	Protección de apertura con retardo de tiempo (protección contra fallo de interruptor)
67-n	Direccional de falla a tierra
79	Reenganchador
94	Unidad de disparo

Cuadro 5.5. Función de relevadores de protección de acuerdo a las normas ANSI/IEEE 37.2.

Para la protección de distancia principal normalmente se coloca el 21 como 21-1, es decir que el -1 indica protección principal y el -2 protección de respaldo.

5.4.1 Modo de operación.

El esquema de protección utilizado en la protección de las líneas de transmisión que salen de la subestación bajo el esquema de barra simple con barra e interruptor de transferencia, es de acuerdo a la figura 5.10 en la cual podemos identificar dos circuitos de disparo independientes los cuales son activados por la protección principal y la protección de respaldo respectivamente. Adicionalmente se utiliza un disparo transferido al interruptor de transferencia cuando este substituye a una de las líneas por falla o mantenimiento.

Cuando se usan dos circuitos de disparo independientes se cumplen las siguientes condiciones:

- Los interruptores de potencia tienen dos bobinas de disparo independientes.
- Existen dos fuentes de alimentación independientes.
- Dos protecciones una principal y una de respaldo.

5.4.1.1 Protección principal.

La protección principal que está integrada por los relevadores de distancia (21-1), direccional de falla a tierra (67-N) y bajo voltaje (27N); actúan sobre la bobina principal del interruptor de potencia enviándole orden de apertura cuando una de las protecciones detecta una falla en el sistema a través de la unidad de disparo principal (94-1). En la protección principal se incorpora una protección de reenganche (79-1) para cuando las fallas son de origen temporal ésta protección tiene el compromiso de hacer un intento de reenganche de alta velocidad actuando sobre la bobina de cierre del interruptor de potencia y si la falla no es persistente y además no existen problemas de estabilidad en el sistema el intento de reenganche es exitoso y la línea regresa a servicio.

Normalmente, las fallas en las líneas son temporales y regresan a servicio normal después del primer intento de reenganche. En líneas donde el derecho de vía pasa por regiones donde hay muchos árboles es típico que una rama haga contacto con la línea y provoque una falla a tierra, en la mayoría de los casos el arco quema la rama a menos que ésta sea muy grande. Y por ello, es común la filosofía o política de operación de hacer hasta 1 ó 2 intentos de cierre sobre falla con la esperanza de quemar la rama para que la línea regrese a servicio.

Adicionalmente, el circuito de disparo principal también es accionado por la protección contra fallo de interruptor (50-BF), la cual actúa directamente sobre la bobina de disparo principal. Esta protección es activada con un retardo de tiempo por el relevador de distancia, el retardo de tiempo debe ser suficiente para que el esquema de protecciones libere la falla por sí mismo. La protección contra fallo de interruptor tiene el compromiso de liberar una falla, cuando el interruptor no reacciona a las señales de disparo de los relés de protección principal, enviando en primer lugar una señal de disparo al interruptor de la línea protegida y luego a todos los interruptores asociados con la falla, por ello también se le conoce como relevador de apoyo local.

5.4.1.2 Protección de respaldo.

La protección principal que está integrada por los relevadores de distancia (21-2) y bajo voltaje (27N); actúan sobre la bobina de respaldo del interruptor de potencia enviándole orden de apertura cuando una de las protecciones detecta una falla en el sistema a través de la unidad de disparo principal (94-2). Adicionalmente, el esquema de protección de respaldo es apoyada con un relevador de reenganche (79-2) para reponer el interruptor para fallas temporales.

Cuando la protección principal no logra remover la falla, la bobina de disparo de respaldo del interruptor de potencia recibe una señal de disparo independiente de la unidad de disparo de respaldo (94-1) que proviene del relevador contra fallo de interruptor.

5.4.1.3 Lógica de disparo transferido al interruptor de transferencia.

El objetivo del interruptor de transferencia es substituir a cualquiera de los interruptores de línea por falla o mantenimiento. Entonces, cuando este hace prácticamente de interruptor de línea debe también protegerla y por lo tanto, la protección de la línea debe ser transferida al interruptor de transferencia.

Una forma sencilla de transferir disparo entre las líneas y el interruptor de línea es tener un circuito lógico de transferencia, que en posición normal dispare el interruptor de línea y posición de sustitución dispare el interruptor de transferencia. En el cuadro 5.6 se muestran las condiciones para que se de el disparo transferido al interruptor de transferencia, la condición No. 1 con todos los elementos del campo de transferencia abiertos es la de disparo normal y la condición No. 2 con al menos uno de los elementos de la zona que tiene el seccionador en derivación cerrado es la de disparo transferido al interruptor de transferencia.

CONDICIÓN No.	ELEMENTOS	ESTADO	LÓGICA DE DISPARO
1	SECCIONADOR DE LÍNEA (1,2,3 Ó 4) INTERRUPTOR DE POTENCIA (1,2,3 Ó 4) SECCIONADOR DE BARRA (1,2,3 Ó 4)	CERRADO CERRADO CERRADO	DISPARO NORMAL SI EN LA CONDICIÓN No. 2 AL MENOS UN ELEMENTO ESTA ABIERTO
2	SECCIONADOR EN DERIVACIÓN (LÍNEA 1,2,3 Ó 4) SECCIONADOR 1 (TRANSFERENCIA) SECCIONADOR 2 (TRANSFERENCIA) INTERRUPTOR DE POTENCIA (TRANSFERENCIA)	CERRADO CERRADO CERRADO CERRADO	DISPARO TRANSFERIDO AL INTERRUPTOR DE TRANSFERENCIA SI EN LA CONDICIÓN No. 1 AL MENOS UN ELEMENTO ESTA ABIERTO EN LA LÍNEA QUE TIENE EL SECCIONADOR EN DERIVACIÓN CERRADO.

Cuadro 5.6. Lógica de disparo transferido en relación a la posición de los equipos de potencia.

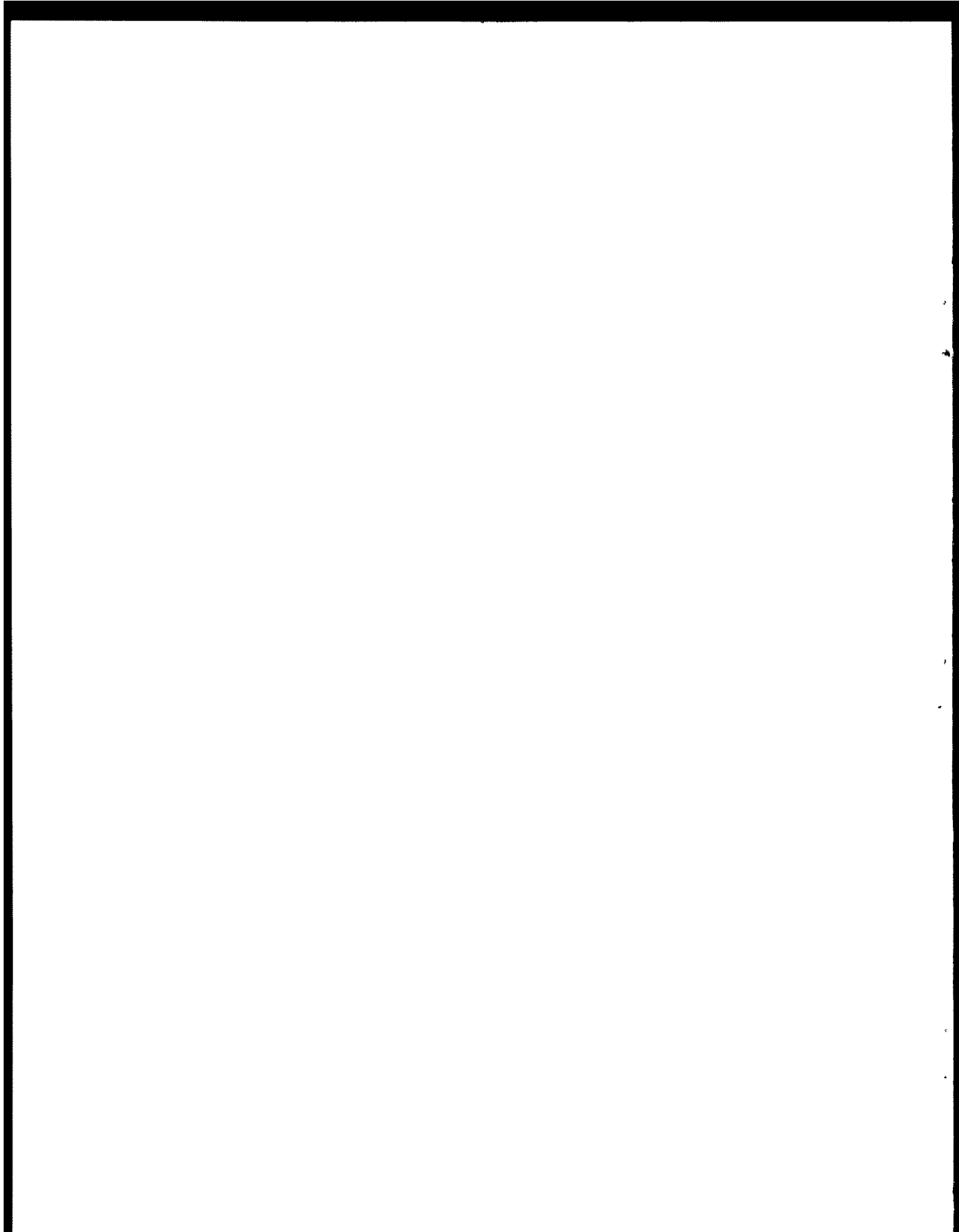
En la práctica la transferencia del disparo se logra por medio de relés auxiliares, los cuales dependiendo de las condiciones mencionadas mantienen el disparo normal en el interruptor de línea y lo transfieren al interruptor de transferencia según requerimiento.

PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
Biblioteca Central

1950

CONCLUSIONES

- 1 Del estudio de la lógica de operación realizado en el capítulo 1, se puede concluir que para desmontar los equipos de la subestación de doble barra con acoplamiento de barras sin afectar la operación normal del resto de los equipos, es necesario boquear los enclavamientos que se tienen con los otros campos y la protección diferencial de barras.
- 2 Ya que no existe ninguna equivalencia entre las normas ANSI y las normas IEC, para transformadores de instrumento se puede concluir que los equipos de medición utilizados por el INDE y la EEGSA no son compatibles.
- 3 Los dispositivos de operación BLG a resortes para interruptores de potencia realizan de 5 a 10 operaciones por año, por lo cual, se concluye que durante su vida útil un dispositivo de operación solamente requiere mantenimiento de limpieza y lubricación.
- 4 Se concluye que los tableros de control, de la subestación de doble barra con acoplamiento de barras se pueden utilizar en la subestación de barra simple con barra e interruptor de transferencia, sin ninguna dificultad en la parte de control, pero en la parte de la lógica de operación, es necesario agregar:
 - los enclavamientos del campo de transferencia.
 - la lógica de disparo transferido de las protecciones al interruptor de transferencia.
- 5 Ya que todas las líneas de la subestación de barra simple con barra e interruptor de transferencia terminan en barras de generación se concluye que se puede aplicar el mismo esquema de protección de línea de la subestación doble barra con interruptor de acoplamiento de barras, pero debe desactivarse el relevador de reenganche.



RECOMENDACIONES

- 1 Se recomienda que al desmontar los equipos de potencia y protecciones de la subestación de doble barra con acoplamiento de barras se anulen los enclavamientos de los seccionadores de puesta a tierra de barra 1 y barra 2, del acoplamiento de barras y de la protección diferencial de barras 87-B colocando los puntos correspondientes en los tableros en cortocircuito, de acuerdo a los diagramas lógicos de la figura 1.10, página 24, con el objeto de no afectar la operación normal del resto del equipo en la subestación.
- 2 Se recomienda que todos los transductores, indicadores, medidores de energía/potencia y equipos de protección sean especificados de acuerdo a las normas IEC, ya que los transformadores de instrumento están especificados bajo normas IEC.
- 3 Se recomienda engrasar las ruedas, pistones y cojinetes de los dispositivos de operación tipo BLG302C cada 500 operaciones con grasa "E" (ver tabla 3.2, página 56) y cada 6 ú 8 años nivelar o cambiar el aceite dieléctrico del dispositivo amortiguador.
- 4 ya que los seccionadores del campo de transferencia no tienen enclavamiento mecánico con la cuchilla de puesta a tierra, se recomienda que al usar el campo de transferencia para sustituir alguno de los interruptores de línea ya sea por falla o por mantenimiento, bloquear el dispositivo de operación del seccionador de puesta a tierra, con objeto de evitar cualquier accidente.
- 5 Ya que la mayor parte de las fallas en las líneas de transmisión son de origen temporal, una buena solución es utilizar relevadores de reenganche en las líneas para mejorar la confiabilidad del sistema, por lo anterior, se recomienda realizar un estudio de estabilidad del sistema que permita determinar si es posible utilizar relevadores de reenganche en las líneas salientes de la subestación de barra simple con barra e interruptor de transferencia en cuestión.



BIBLIOGRAFÍA

- 1 ABRAHAM, George et.al. Protective relaying for power systems. Estados Unidos: Edit. IEEE, 1980. 1-194 pp.
- 2 BALZER, Gerd et.al. Switching Manual. 9a. edición. Alemania: Edit. ABB Schaltanlagen, 1993. 439-732 pp.
- 3 DEL TORO, Vicent. Fundamentos de ingeniería eléctrica. 2a. Edición. México: Edit. Printice-hall hispanoamericana, S.A., 1988. 500-503 pp.
- 4 ENRÍQUEZ HARPER, Gilberto. Fundamentos de protección de sistemas eléctricos por relevadores. México: Edit. Limusa, 1986. 533 pp.
- 5 ENRÍQUEZ HARPER, Gilberto. Técnica de las altas tensiones. 2a. Preedición. Volumen I. México: Edit. Limusa, 1980. 384 pp.
- 6 GUTHMANN, Otto et.al. Manual de las instalaciones de distribución y energía eléctrica. España: Edit. Urmo, S.A., 1983. 351-448 pp.
- 7 KOSOW, Irving L. Control de máquinas eléctricas. España: Edit. Reverté, S.A., 1979. 269-287 pp.
- 8 RAULL MARTÍN, José. Diseño de subestaciones eléctricas. México: Edit. Mcgraw-Hill, 1,990. 504 pp.
- 9 RAVINDRANATH, B. Protección de sistemas de potencia e interruptores. México: Edit. Limusa, 1989. 19-53, 101-169 pp.
- 10 sna. Protección de distancia tipo RAZFE. División de relés ASEA 4a. edición. Suecia: Edit. Västeras, 1976. 45 pp.
- 11 sna. Protección de distancia tipo RAZOG. División de relés ASEA Suecia: Edit. Västeras, 1978. 45 pp.
- 12 sna. Teoría básica de la protección diferencial de barras tipo RADSS. División de relés ASEA Suecia: Edit. Västeras, 1981. 35 pp.
- 13 sna. Protección contra fallo de interruptor tipo RAICA. División de relés ASEA Suecia: Edit. Västeras, 1977. 37 pp.
- 14 sna. Catálogo para relés de bajo voltaje. División de relés ASEA. Parte 1. Suecia: Edit. Västeras, 1976. 12 pp.

UNIVERSIDAD DE LOS CAJONOS DE GUATEMALA
BIBLIOTECA CENTRAL

- 15 sna. Catálogo para protección direccional de falla a tierra tipo RAEPA. División de relés ASEA. Parte 1. Suecia: Edit. Västeras, 1976. 16 pp.
- 16 sna. Catálogo para relevador de reenganche tipo RAAAK. División de relés ASEA. Suecia: Edit. Västeras, 1976. 16 pp.
- 17 sna. Protective relays Application Guide. 3a. Edición. Inglaterra: Edit. Balding y Mansell plc, 1990. 463 pp.
- 18 sna. Manual para interruptores de pequeño volumen de aceite tipo HLR-E-245 kV con mecanismo de operación BLG-C. División de transformadores de potencia ASEA. Suecia: s.l.i. s.p.i., 1979. 38 pp.
- 19 sna. Instrucciones para uso de seccionadores tripolares tipo NSA 245/1600. División de transformadores de potencia ASEA. Suecia: s.l.i. s.p.i., 1977. 27 pp.
- 20 sna. Mecanismo de accionamiento a motor tipo BCM-12. División de transformadores de potencia ASEA. Suecia: s.l.i. s.p.i., 19 pp.
- 21 sna. Guía para la selección y aplicación de transformadores de instrumentos. Comisión federal de electricidad. México: s.l.i. s.p.i., s.f. 107 pp.
- 22 sna. Instruction manual for capacitor voltage transformers and coupling capacitors. Trench electric instruments transformer division. Canada: s.l.i. s.p.i., 1983. 17 pp.
- 23 sna. Manual de instrucciones para instalación, operación y mantenimiento de transformadores de corriente tipo IMBD y IMBE. División de transformadores de instrumento ABB. Brasil: s.l.i. s.p.i., 1992. 26 pp.
- 24 sna. Transformadores de intensidad servicio intemperie desde 24 kV hasta 765 kV. División de transformadores de instrumento ARTECHE. España: s.l.i. s.p.i. 1993. 2-3 pp.
- 25 SPITTA, Albert. Instalaciones Eléctricas. España: Edit. Dossat, S.A., 1975. 176-200. 278 - 301 pp.
- 26 WARRINGTON, A.R. van et.al. Protective Relays their theory and practice. Volumen II. Inglaterra: Edit. Fletcher and Son Ltd, 1974. 361-370 pp.