



# *CURSO DE PROTECCIONES ELECTRICAS*

CADAFE  
GERENCIA DE TRANSMISION CENTRAL  
DIV. PROTECCION Y MEDICION

Ing Fernando Oropeza

JUNIO 2005

## INDICE

1.-	Relés de Protección.....	05
1.1	Función de las protecciones eléctricas.....	05
2.-	Fallas.....	05
2.1	Tipos de Fallas.....	05
2.2	Causa por las cuales puede ocurrir una falla.....	06
2.3	Disminución de los efectos de una Falla.....	06
2.4	Detección e Interrupción de Fallas.....	06
3.	Transformadores de medida.....	07
3.1	Transformadores de potencial.....	07
3.2	Transformadores de corriente.....	09
3.3	Transformadores ópticos.....	10
3.3.1	principios de operación de los transformadores ópticos.....	10
4.-	Características de un Sistema de Protección.....	12
5.-	Relés de Protección.....	13
5.1	Tipos de Relés de Protección Según la Tecnología.....	13
5.2	Tipos de Relés de Protección Según su función.....	16
5.3	Relés numéricos.....	16
5.3.1	Autosupervisión y diagnóstico en relés numéricos.....	18
5.3.2	Funcionalidades de las protecciones numéricas.....	18
5.3.2.1	Protección diferencial de barras.....	19
5.3.2.2	Protección de transformadores de potencia.....	23
5.3.2.3	Protección de líneas transmisión.....	26
6.-	Tendencias y nuevas tecnologías en la construcción y automatización de subestaciones.....	29
6.1	Autosupervisión y diagnóstico.....	30
6.2	Concepto de redundancia.....	31
6.3	Sistema de seguridad.....	31
6.4	Sincronización del tiempo.....	32
6.5	Nuevas funcionalidades.....	32
6.6	Avances tecnológicos en equipos de subestaciones.....	32
6.7	Estructura básica de las subestaciones modernas.....	33
6.7.1	Nivel de potencia.....	35
6.7.2	Nivel de bahía.....	35
6.7.3	Nivel de estación.....	36
6.7.4	Nivel de comunicaciones.....	37
6.8	Sistema de control de una subestación moderna.....	38
6.8.1	Sistema de control numérico.....	40
6.8.1.1	Funcionalidades.....	40
6.8.1.2	Arquitectura del sistema.....	42
6.8.1.3	Unidades de adquisición de datos.....	44
6.8.1.4	Unidad central de interfaz hombre-máquina.....	46
6.8.1.5	Computadora de ingeniería del sistema de control numérico.....	48

	6.8.1.6 Computadora para el sistema de gestión.....	49
	6.8.1.7 Pupitre de mando.....	50
	6.8.1.8 Gateway.....	50
	6.8.2 Funciones del control numérico.....	51
	6.8.2.1 Sincronismo en tiempo real.....	51
	6.8.2.2 Medición.....	51
	6.8.2.3 Enclavamientos.....	52
	6.8.2.4 Verificación de sincronismo.....	52
	6.8.2.5 Autosupervisión y diagnóstico.....	53
	6.8.2.6 Protocolos de comunicación.....	54
	6.9 Criterios para la aplicación de nuevos conceptos de una arquitectura independiente o redundante en las nuevas subestaciones.....	54
7.-	Relés de sobrecorriente.....	55
8.-	Protecciones de transformadores.....	57
	8.1 Protecciones internas.....	57
	8.1.1 Señalización.....	60
	8.2 Protecciones externas.....	60
	8.3 Principio de operación de la Protección diferencial.....	61
9.-	Esquemas normalizados de subestaciones 115, 34.5 y 13.8 kv.....	63
	9.1 Esquemas de protección de líneas de 115 kv para barra principal y de transferencia.....	63
	9.1.1 Característica de los equipos de protección.....	64
	9.1.2 Funciones.....	65
	9.2 Subestación radial I.....	67
	9.2.1 Especificaciones técnicas normalizadas.....	67
	9.3 Subestación Nodal III.....	70
	9.3.1 Especificaciones técnicas normalizadas.....	70
	9.4 Subestación Nodal II.....	72
	9.4.1 Especificaciones técnicas normalizadas.....	73
	9.5 Sistema de control y sistema de alarma para subestaciones con niveles de tensión de hasta 115 kv ( nodales II y III y radial I ).....	76
	9.5.1 Sistema general de control.....	76
	9.5.2 Sistema de alarma.....	81
10.-	Protecciones de Distancia.....	84
	10.1 Principios Básicos de Medición.....	84
	10.2 Ajuste de Etapas y Tiempo.....	84
	10.2.1 Para Líneas no Compensadas.....	85
	10.2.2 Para Líneas Compensadas.....	86
	10.3 Curvas características para la Medición.....	89
	10.4 Lógica Cierre Bajo Falla.....	92
	10.5 Lógica para Oscilación de Potencia.....	92
	10.6 Lógica de Bloqueo por $U_0$ .....	94
	10.7 Protección Bucle o lazo.....	94
	10.8 Lógica para Extensión de Zona.....	95
	10.9 Lógica fuente débil.....	95

10.10	Protección de sobrecorriente de alto ajuste.....	95
11.-	Sistema de Transmisión de Señales.....	96
11.1	Sistema de Sub-alcance.....	96
11.2	Sistema de Sobre-alcance.....	98
12.-	Reenganches.....	99
12.1	Equipos Verificadores de Sincronismo.....	100
12.2	Reenganches Monofásicos.....	101
12.3	Reenganches Trifásicos.....	101
12.4	Lógicas para Bloqueos de Reenganche.....	102
12.5	Lógica de Reenganche para fallas envolventes.....	102
13.-	Protección de Alta Impedancia.....	103
14.-	Protección Falla Interruptor.....	105
14.1	Protección Falla Terminal.....	107
15.-	Protección Diferencial de Barra.....	107
15.1	Protección diferencial de barra porcentual.....	108
15.2	Protección diferencial de barra de alta impedancia.....	108
16.-	Relé de potencia inversa.....	110
17.-	Relé de frecuencia.....	110
18.-	Protección Contra Subidas de Tensión.....	110
19.-	Análisis de Fallas.....	111
	BIBLIOGRAFÍA.....	112

## **I N T R O D U C C I O N**

Es un compromiso para el personal de protecciones aportar y compartir nuestros conocimientos en beneficio de un mejor desenvolvimiento de nuestras labores y con esto buscar un sitio de honor de nuestra empresa en pro del desarrollo y mejoramiento de la Empresa Eléctrica Venezolana y garantizar un óptimo servicio.

Se estudiará y definirá los conceptos de transformadores de corriente y tensión, relés de protección: Sobrecorriente, Protecciones Externas e Internas de Transformadores, Protecciones de Línea, Protecciones Falla Interruptor y Falla Terminal, Protecciones de Alta Impedancia y Sobretensión, Reenganches, Sistema de transmisión de señales, entre otros puntos. Se estudiará como puntos nuevos la lógica de las Protecciones Eléctricas para Líneas Compensadas con Capacitores Serie.

ING. Fernando Oropeza.

JUNIO 2005

## **1.- RELES DE PROTECCION**

Es un conjunto de dispositivos asociados entre si para interpretar los parámetros del sistema (provenientes de los TC y TP), establecer una comparación con los ajustes y luego tomar acciones.

### **1.1.-FUNCIÓN DE LAS PROTECCIONES ELECTRICAS**

Un sistema de protección esta compuesto por un conjunto de equipos como; Transformadores de corriente, Transformadores de tensión, Relés de protección, etc, cuya función primordial es mantener una medición permanente de los parámetros de la red para compararlos con los valores de ajuste y establecer así una condición de falla, de manera que se pueda ordenar la apertura de los interruptores asociados en un tiempo previamente establecido, e informar mediante señales, alarmas y registros la condición anormal.

De esto podemos deducir que la función básica de una protección eléctrica es detectar una condición anormal en Líneas de Transmisión, Generadores, Transformadores, etc y tomar las acciones necesarias para disminuir los efectos que pueda traer esta condición.

## **2.-FALLAS**

Son todas aquellas condiciones anormales o adversas que interrumpen el régimen permanente de transmisión de energía.

### **2.1.-TIPOS DE FALLAS:**

Fallas entre fases:

- ✓ Falla Trifásica.
- ✓ Falla Fase a Fase

Fallas a Tierra:

- ✓ Fallas Fase a Tierra
- ✓ Fallas doble fase a tierra
- ✓ Trifásicas a tierra.

## **2.2.-CAUSAS POR LAS CUALES PUEDE OCURRIR UNA FALLA**

En un Sistema Eléctrico las fallas pueden ocurrir por alguna condición que identificaremos a continuación:

- Sobretensiones o descargas atmosféricas.
- Deterioro del aislamiento por sobretensiones, por recalentamiento, por envejecimiento, por la acción de agentes químicos, por esfuerzos mecánicos, etc.
- Maniobras incorrectas o errores, como energizar una Línea que esta puesta a tierra, o energizar una Línea muy larga por un extremo sin tener el posible incremento de tensión en el extremo receptor debido a la capacitancia de la línea.
- Accidentes, como árboles que hacen contactos con líneas, animales etc.
- Vandalismo, como disparar sobre los aisladores de las Líneas, lanzar cadenas contra las barras de una subestación o Líneas de transmisión etc.

## **2.3.- DISMINUCION DE LOS EFECTOS DE UNA FALLA**

Es evidente que entre más rápido se desconecte una falla, menor es el daño que se le puede causar al Sistema de Potencia y en especial a los equipos involucrados.

## **2.4.- DETECCION E INTERRUPCIÓN DE FALLAS**

Una falla se puede detectar por el cambio brusco en los parámetros del sistema. Los parámetros más utilizados con este fin son:

- a.- Corriente.
- b.- Voltage.
- c.- Angulo entre Voltage y Corriente.
- d.- Dirección del Flujo de Potencia.
- e.- Impedancia.
- f.- Frecuencia.
- g.- Rata de variación de algunos de los parámetros anteriores.

Para poder utilizar los parámetros anteriores es necesario medirlos. Esta medición se hace a través de los TP y TC, los cuales reproducen a escala reducida los voltajes y corrientes del sistema de potencia que son introducidos en los relés de protección para analizarlos y ordenar la apertura de los interruptores asociados en caso de estar en presencia de una falla.

### **3.- TRANSFORMADORES DE MEDIDA**

El transformador es una maquina estática cuya función es transferir energía eléctrica de un sistema a otro de la siguiente manera:

- Modificando el valor de la corriente.
- Modificando el valor de la tensión.
- Con una frecuencia constante.

Son destinados a la alimentación de instrumentos de medida, Contadores, Relés de protección, etc, permitiendo así una separación galvánica entre los instrumentos y la Red Eléctrica de Alta Tensión.

Existen dos tipos básicos de transformadores de medida los cuales son:

- Transformadores de Potencial o Tensión (TP, TT, PT, etc).
- Transformadores de Corriente o Intensidad (TC, TI, CT, etc).

#### **3.1.-TRANSFORMADORES DE POTENCIAL.**

Los *TP* ó Transformadores de Potencial por lo general poseen uno o dos núcleos secundarios. Los TP pueden ser de dos tipos:

- De tipo Inductivo; utilizados generalmente en tensiones de 13.8 y 34.5 KV donde tanto el primario como el secundario son devanados y aislados entre si, (ver figura No.3.1).

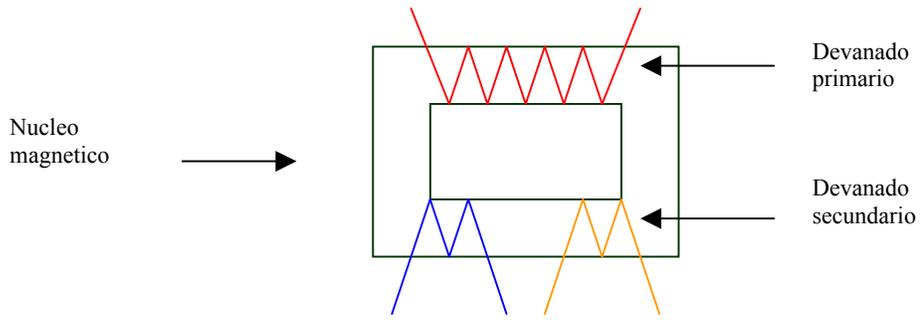


FIGURA No. 3.1.

- De tipo Capacitivo comúnmente utilizados en tensiones iguales o superiores a 115 KV., en donde se hace un divisor de tensión con dos capacitores en serie para reducir la tensión primaria, (ver figura No. 3.2).

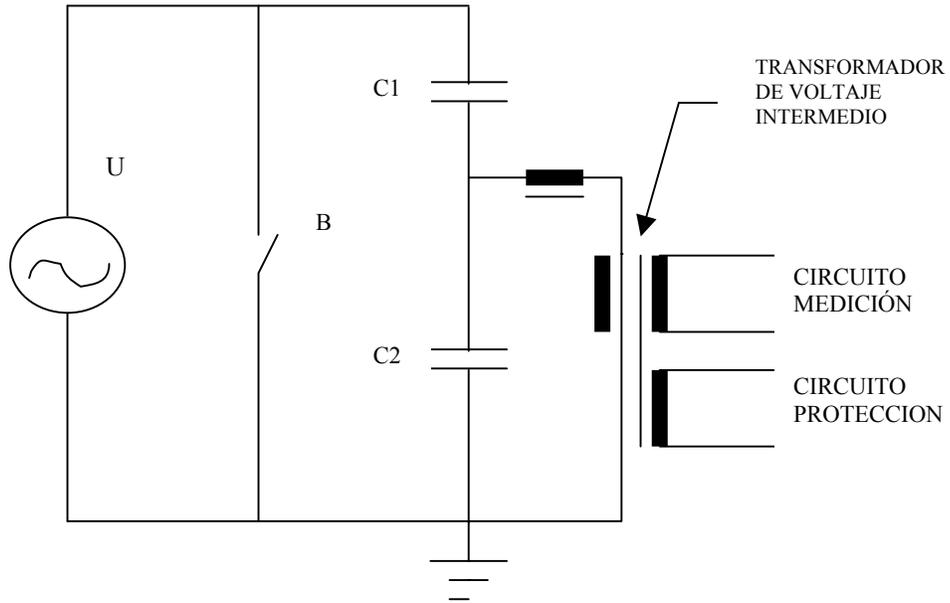


FIGURA No. 3.2

### **3.2.- TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.**

Los TC son únicamente del tipo inductivo, los cuales:

- Pueden tener una o varias espiras en el primario que se conecta en serie con el circuito cuya intensidad se desea medir.
- Pueden tener primarios que se componen de una, dos o cuatro secciones permitiendo una, dos o tres intensidades primarias nominales mediante el adecuado acoplamiento de las mismas.
- Pueden tener uno o varios arrollados secundarios bobinados cada uno sobre su circuito magnético (o núcleo). De esta manera no existe influencia de un secundario sobre el otro.

#### **PRECISION:**

Tanto los Transformadores de Corriente (TC) como los Transformadores de Tensión (TP) poseen dos tipos de núcleos;

**a.- Núcleo para Medición:** La clase de precisión se designa de la siguiente manera:

Clase 0.1	Laboratorios
Clase 0.2	Patrones portátiles y contadores de gran precisión
Clase 0.5	Contadores normales y aparatos de medida
Clase 1	Aparatos de cuadro (registradores).
Clase 3	Para uso sin precisión.

Para el caso de los TC, estos poseen un factor de seguridad el cual guarda relación con la curva de saturación, la disposición constructiva de los núcleos y el material magnético utilizado, teniéndose así que los Núcleos para Medición pierden la precisión a  $1.2 \times I_n$  y se saturan a  $5 \times I_n$ , con la finalidad de no dañar los instrumentos con las elevadas corriente de fallas. Estos núcleos por lo general manejan potencias elevadas del orden de 30 a 50 VA para los TC y de 100 a 150 VA para los TP.

**b.-Núcleo para Protección:** La clase de precisión se designa de la siguiente manera:

Clase 5P con un error de 1% a  $I_n$  y 5% al valor máximo de corriente indicada, por ejemplo: 5P20; indica que existirá un error de 5% a  $20 \times I_n$ .

Clase 10P con un error de 3% a  $I_n$  y 10% al valor máximo de corriente indicado, por ejemplo:

10P20; indica que existirá un error de 10% a  $20I_n$ .

Estos núcleos manejan potencias del orden de 10 a 25 VA para los TC y de 50 a 150 VA para los TP y garantizan la exactitud de las corrientes de fallas para los relés de protección.

### **3.3.-TRANSFORMADORES ÓPTICOS**

Antes de definir los principios de operación de los Transformadores Ópticos definiremos el concepto de Fibra Óptica.

#### **✓ Fibra óptica**

Fibra o varilla de vidrio —u otro material transparente con un índice de refracción alto— que se emplea para transmitir luz. Cuando la luz entra por uno de los extremos de la fibra, se transmite con muy pocas pérdidas incluso aunque la fibra esté curvada.

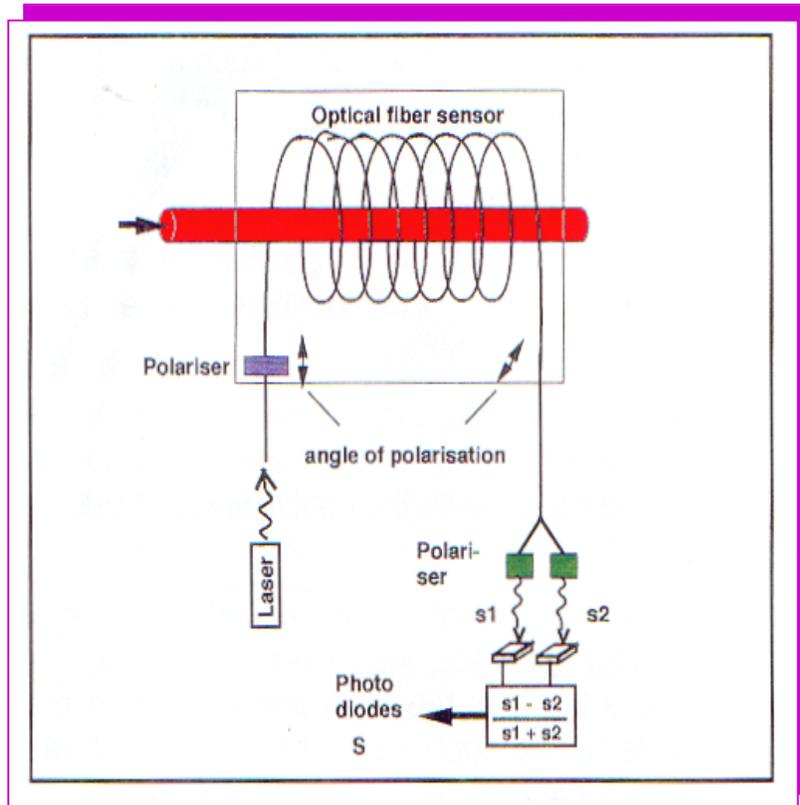
El principio en que se basa la transmisión de luz por la fibra es la reflexión interna total; la luz que viaja por el centro o núcleo de la fibra incide sobre la superficie externa con un ángulo mayor que el ángulo crítico, de forma que toda la luz se refleja sin pérdidas hacia el interior de la fibra. Así, la luz puede transmitirse a larga distancia reflejándose miles de veces. Para evitar pérdidas por dispersión de luz debida a impurezas de la superficie de la fibra, el núcleo de la fibra óptica está recubierto por una capa de vidrio con un índice de refracción mucho menor; las reflexiones se producen en la superficie que separa la fibra de vidrio y el recubrimiento.

#### **3.3.1.-PRINCIPIOS DE OPERACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES ÓPTICOS.**

Los **Transformadores de Corriente Ópticos** están basados en el Efecto Faradays , según el cual la luz es desviada proporcionalmente a la intensidad de un campo magnético.

Para realizar la medición (ver figura) existe un dispositivo que inyecta un haz de luz a través de una Fibra Óptica que está arrollada alrededor de una barra por la que circula la corriente primaria. El haz de luz que pasa a través de la fibra es desviado por la corriente y esta desviación es proporcional a la corriente circulante. Existe un dispositivo de alta precisión

que mide esta desviación. Estos tienen una gran ventaja sobre los Transformadores convencionales ya que no presentan saturación.



Los **Transformadores de Tensión Ópticos** están basados en el efecto Hall y aplican una celda de Pockel compuesta por un cristal especial que varía un índice de refracción de acuerdo al campo eléctrico al cual se ve sometido, igualmente existe un dispositivo de alta precisión que mide esta desviación.

Entre las ventajas principales que podemos tener en los Transformadores Ópticos está que no existen problemas de saturación y tienen un bajo peso.

### **Sensores semiconvencionales basados en principios de medición electromagnética**

Esta primera categoría de sensores de corriente y voltaje se basa principalmente en las mismas técnicas tradicionales inductiva y capacitiva, pero con menor potencia de salida

En la figura 3.3.1 se representan los diagramas de bloque de los DOCT (Digital Óptico Current Transformer) y DOVT (Digital Óptico Voltage Transformer) en los cuales se señalan los componentes del transductor y de la unidad de entrada. En ambos casos el voltaje analógico correspondiente es muestreado y convertido a señal digital por medio de un circuito electrónico (DOIT). Para el caso del DOCT la señal de corriente primaria es transformada en una caída de voltaje proporcional, a través de una resistencia conectada al secundario del transformador convencional de corriente; mientras que para el DOVT el voltaje secundario se obtiene de la salida de bajo voltaje de un divisor de voltaje capacitivo (CVD); aunque también puede usarse un transformador de voltaje capacitivo en cuyo caso el voltaje primario se obtiene desde el devanado secundario al interior de la sala de control.

La energía necesaria para alimentar el circuito DOIT y para los comandos de muestreo se envía por medio de pulsos de luz desde la unidad de entrada al transductor, vía fibra óptica.

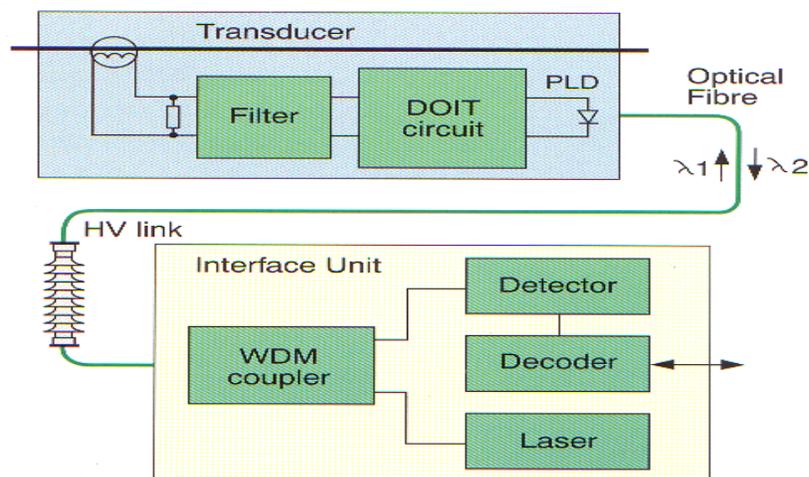


Figura 3.3.1

#### 4.-CARACTERÍSTICAS DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN.

El diseño de un Sistema de Protección, depende de la configuración del Sistema de Potencia; sin embargo cualquiera que sea este el Sistema de Protección debe tener las siguientes características básicas:

##### **a.-Sensibilidad:**

Debe tener la suficiente sensibilidad para detectar las fallas que afecten al Sistema de Potencia.

***b.-Selectividad:***

Se dice, que un esquema de protecciones es selectivo, cuando solo actúan los elementos necesarios para despejar una falla, retirando únicamente la parte afectada.

***c.-Velocidad:***

Debe determinar con que rapidez es necesario despejar la falla y poseer velocidad adecuada para hacerlo.

***d.-Confabilidad:***

Por cuanto la fallas que afectan al sistema se presentan con relativa poca frecuencia, es necesario que su diseño garantice que al presentarse una falla su operación sea correcta.

***e.-Sencillez:***

Ejecutar sus funciones con la menor cantidad de elementos posibles.

***f.-Mantenibilidad:***

Facilidad para efectuar mantenimiento.

**5.- RELES DE PROTECCION**

Es un conjunto de dispositivos asociados entre si para interpretar los parámetros del sistema (provenientes de los TC y TP), establecer una comparación con los ajustes y luego tomar acciones.

**5.1-TIPOS DE RELÉS DE PROTECCIÓN SEGÚN LA TECNOLOGÍA:**

***a--.-Relé Electromecánico:*** Son relés que trabajan directamente con magnitudes de tensión y corriente a través de Bobinas que impulsan partes móviles. (1930 a 1969)

Estos los podemos clasificar de acuerdo a su principio de operación en:

- ✓ **Atracción electromagnética:** pueden ser de dos clases: solenoide y armadura.

En el relé (Solenoide) de la figura 5.1.a, se utiliza un pivote donde la barra se mueve cuando la fuerza electromagnética es mayor que la fuerza resistente del resorte la corriente supera la acción del resorte.

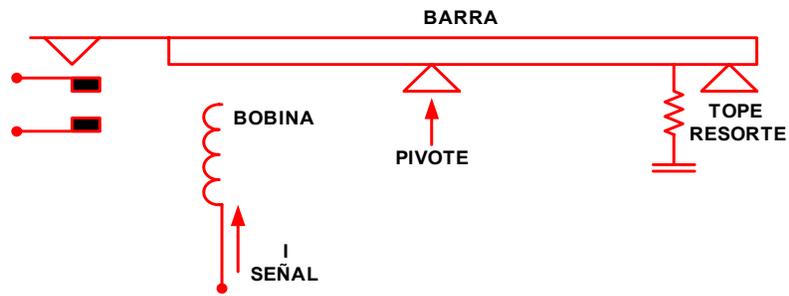


Figura 5.1.a

En el relé (Armadura) de la figura 5.1.b se compara la acción del campo magnético de la corriente para levantar un núcleo contra la acción de la gravedad, el relé cierra su contacto cuando la acción de la corriente supera a la gravedad.

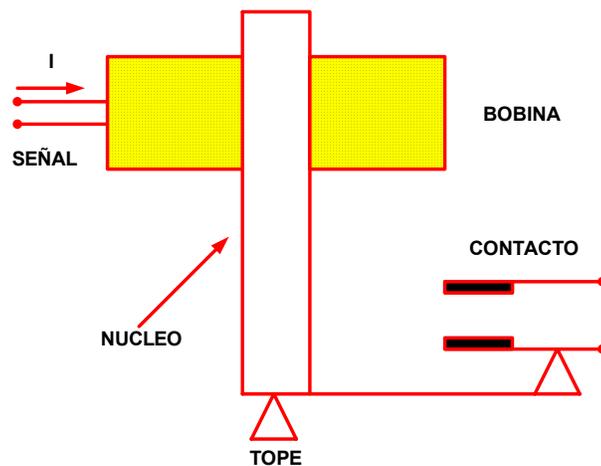


Figura 5.1.b

- ✓ **Inducción Electromagnética:** pueden ser de dos clases: de disco, de copa .

El relé de la figura 5.1.c es un relé de inducción del tipo disco, baja inercia, que opera bajo el principio de los motores de polos de sombra o bobinas de sombra, en este se compara el torque electromagnético con el torque producido por un resorte en espiral, el relé cierra el contacto cuando el torque electromagnético supera al del resorte y hace girar al disco.

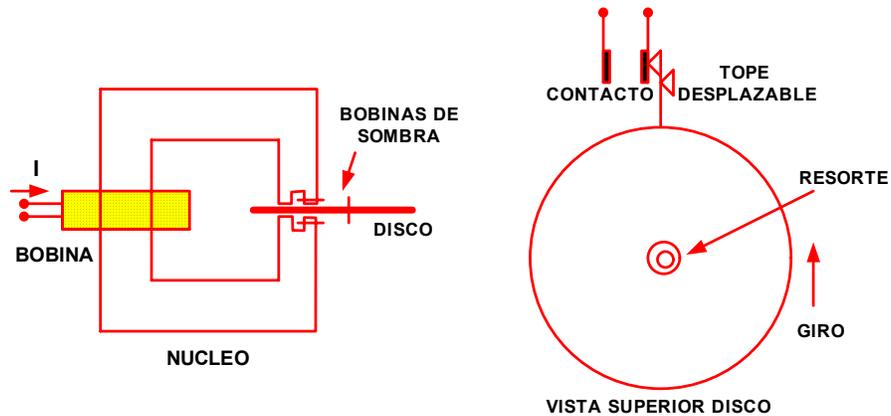


Figura 5.1.c

El relé de la figura 2.35 es un relé del tipo de copa con construcción similar al motor bifásico de control; la razón para aislar la copa del núcleo central, fijo, es la de reducir la inercia y obtener relés de alta velocidad de respuesta. En estos relés se compara, al igual que en el anterior, el torque electromagnético con el torque de un resorte en espiral, el relé cierra el contacto cuando el torque electromagnético supera al del resorte y hace girar la copa.

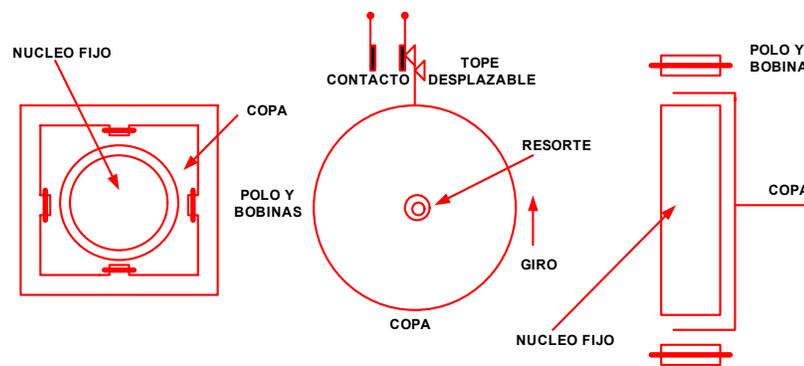


Figura 5.1.d

**b--.-Relé Electrónico:** Son relés que realizan evaluación de los parámetros eléctricos a través de elementos de electrónica discreta (transistores, resistencia, condensadores y algunos componentes integrados) convirtiendo las magnitudes en señales de ondas cuadradas, que se comparan con una condición preestablecida. (1969 a 1975)

**c--.-Relé Numérico:** Son relés que realizan le evaluación de los parámetros eléctricos a través de microprocesadores una vez convertidas en señales digitales, utilizando algoritmos para ello. (1975...)

## **5.2-TIPOS DE RELÉS DE PROTECCIÓN SEGÚN SU FUNCIÓN**

En las subestaciones de CADAFE tenemos una gama de protecciones que tienen una determinada función y que en su conjunto conforman un esquema de protección y dependerá del equipo a proteger. Estos esquemas de Protección van desde los niveles de Tensión de 13.8kv hasta 400kv para proteger equipos, tales como: Autotransformadores, Transformadores, Generadores, Reactores, Capacitores en paralelo o serie, Barras, Líneas de Transmisión, etc.

Estos se clasifican en:

- ✓ Sobrecorriente.
- ✓ Diferencial de Transformador.
- ✓ Falla a tierra restringida.
- ✓ Diferencial de Barras.
- ✓ Distancia.
- ✓ Sobrecorriente de bucle.
- ✓ Alta Impedancia o Direccional de Tierra.
- ✓ Sobretensión.
- ✓ Sobrecorriente Alto Ajuste.
- ✓ Potencia Inversa.
- ✓ Frecuencia.
- ✓ Diferencial de barras.
- ✓ Falla Interruptor y Falla Terminal.
- ✓ Potencia inversa.

## **5.3.-RELÉS NUMÉRICOS**

En general los Relés numéricos permiten una gran flexibilidad por cuanto incluyen en su librería de programación las funciones de: Protección de Distancia, Alta Impedancia, Sobrecorriente no direccional, Cierre Sobre Falla, Sobre Voltaje, Oscilación de Potencia, Fuente Débil, Bloqueo por Desvalance de Tensión, entre otras, las cuales pueden ser activadas por el

usuario o solicitar al fabricante que la misma sea incluida en función a los requerimientos y a futuro ir activando funciones de acuerdo a los requerimiento del sistema. En líneas de transmisión con protecciones distancia estas Protecciones también pueden incluir las funciones de recierre, pero por confiabilidad no es usado sino que es instalado un Relé adicional.

En ciertos esquemas de protección y control existen unidades o relés que tienen incorporadas ambas funciones.

Estudiemos tres conceptos básicos que debemos tener en cuenta en los Réles Numéricos:

### ✓ **Hardware**

El hardware se refiere a los componentes materiales de un sistema informático. La función de estos componentes suele dividirse en tres categorías principales: entrada, salida y almacenamiento. Los componentes de esas categorías están conectados a través de un conjunto de cables o circuitos llamado bus con la unidad central de proceso (CPU) del ordenador, el microprocesador que controla la computadora y le proporciona capacidad de cálculo.

En los Relés de Protección con respecto al Hardware podemos identificar:

- Unidad de transformadores de entrada.
- Unidades de conversión analógico-digital.
- Unidades de entrada-salida binarias.
- Unidad de alimentación.
- Unidad de procesamiento (CPU).
- Unidad de conexión.
- Caja y terminales para señales analógicas.
- Conectores para señales binarias.

### ✓ **Software**

El soporte lógico o software es el conjunto de instrucciones o programas responsables de que el hardware (máquina) realice sus funciones. Estos programas suelen almacenarse y transferirse a la CPU a través del hardware de la computadora. El software también rige la forma en que se utiliza el hardware, como por ejemplo la forma de recuperar información de un dispositivo de almacenamiento.

## ✓ **Bus**

Conjunto de líneas conductoras de hardware utilizadas para la transmisión de datos entre los componentes de un sistema informático. Un bus es en esencia una ruta compartida que conecta diferentes partes del sistema, como el microprocesador, las unidades de entrada-salida, la memoria y los puertos de entrada/salida (E/S), para permitir la transmisión de información. El bus, por lo general supervisado por el microprocesador, se especializa en el transporte de diferentes tipos de información.

### **5.3.1.-AUTO SUPERVISIÓN Y DIAGNÓSTICO EN RELÉS NUMÉRICOS**

Los Relés Numéricos vienen incorporados con funciones de supervisión y diagnóstico dando una alta disponibilidad a la protección ya que cualquier falla interna tanto en el hardware como en el software da una señal de alarma a través de un contacto y a su vez diagnóstica en donde está el problema llevándolo a una lista de evento con alguna codificación especial permitiendo identificar el tipo de problema y su ubicación.

La supervisión se realizará sobre tantos parámetros como sean necesarios para garantizar la disponibilidad del equipo. Esta supervisión puede darse sobre:

- ✓ La alimentación auxiliar.
- ✓ El software.
- ✓ El hardware.
- ✓ El bus de comunicación.
- ✓ Componentes ópticos.
- ✓ Temperatura.

### **5.3.2.- FUNCIONALIDADES DE LAS PROTECCIONES NUMÉRICAS**

En la actualidad los diferentes fabricantes han introducido en el mercado una gama de relés numéricos cuya aplicación se centran principalmente en la protección, control y monitoreo de:

- ✓ Generadores.
- ✓ Grupo Generador – transformador.
- ✓ Transformadores y Reactores.
- ✓ Barras e Interruptores.
- ✓ Banco de Condensadores.
- ✓ Líneas aéreas y cables de potencia.
- ✓ Motores, etc.

En virtud a la gran extensión de las aplicaciones antes mencionadas a continuación se indican las funcionalidades de las protecciones numéricas, más importantes en una subestación de transmisión; esto es:

1. Protección diferencial de barras.
2. Protección de transformadores de potencia.
3. Protección de línea de transmisión.

#### **5.3.2.1. Protección diferencial de barras.**

Es un sistema de protección especial diseñada para rápido despeje de una falla en barra. La experiencia ha demostrado que este tipo de falla es del orden del 0.1 a 0.2% la totalidad de fallas que ocurren en el sistema, sin embargo, al ocurrir genera serios inconvenientes al sistema de potencia debido a los altos valores de corriente de cortocircuito y la severidad de los daños que puede causar. En consecuencia, esta protección debe cumplir con todos los requerimientos de confiabilidad, seguridad, selectividad, velocidad y versatilidad.

En general una protección de barra debe cumplir con las siguientes funciones:

- ✓ Reducir el daño causado por arco de la corriente de falla.
- ✓ Rápido despeje de la falla en barra, particularmente en la vecindad de grandes plantas generadoras.
- ✓ Alta selectividad en el despeje de fallas para configuraciones de múltiples barras.
- ✓ Mejorar la estabilidad en redes malladas, muy cercanas.
- ✓ Despejes de fallas:
  - Monofásicas para sistemas con neutro flotante.
  - Doble falla a tierra, una externa y otra externa a la barra.
  - Fase a fase.
  - Trifásicas.

En general la protección de barra se basa en el principio diferencial de corriente y esta dado por la sumatoria de las corrientes que entran y salen de la barra y a menudo combinado con una comparación direccional de la corriente diferencial a fin de contar con dos criterios independientes de medición los cuales deben cumplirse para emitir la correspondiente orden de disparo.

Para cumplir con la condición de total selectividad la protección de barra debe poseer el sistema denominado “imagen de barra”, lo que le permitirá adaptarse a las condiciones causadas por el cambio de estatus del equipo primario (seccionadores de barra y disyuntor).

En los últimos años se ha venido analizando los siguientes principios de operación del relé diferencial de barra:

- Alta impedancia.
- Baja impedancia.

La protección diferencial de alta impedancia es apropiada para esquemas de barra simple y doble con interruptor y medio y está limitada para esquemas de múltiples barras tales como doble o triple barra con acople o no, provista de un sólo interruptor por alimentador. Por otra parte este tipo de relé requiere que la relación de todos los transformadores de corriente sean iguales o en su defecto la incorporación de elementos compensadores (transformadores intermedios); de igual forma presenta el inconveniente de que al ocurrir una falla en barra están expuestos a tensiones relativamente altas, por lo que debe contemplar un elemento protector de sobretensión cuya resistencia sea dependiente del voltaje (varistor); adicionalmente debe prever un relé para la supervisión del cableado transformador de corriente – relé por cualquier pérdida de conexión que pueda presentarse.

Con la utilización del tipo de baja impedancia se eliminan todos los requerimientos antes indicados para el relé de alta impedancia.

Para el caso de múltiples barras los contactos imágenes de interruptores y seccionadores son conectados al circuito de corriente y disparo de la protección y las lógicas para réplicas de barra se implementa a través de software de tal manera que una sola unidad de medición sea necesaria para la determinación de la selectividad de la zona protegida.

La tendencia de los esquemas de protección de barras es incorporar las protecciones:

- Respaldo interruptor.
- Falla terminal.

La protección “respaldo interruptor” es la última en la cadena de un esquema de protección, el cual prevé el despeje selectivo para falla en barra o en un alimentador, cuando el interruptor no abre ante la orden emitida por la respectiva protección.

Su principio de medición debe cumplir con:

- No cancelación de su función de medición por saturación del transformador de corriente.
- Rápida reposición después de la interrupción de la corriente en el interruptor.
- Reposición segura ante un descenso de la corriente de falla.

En virtud de que la protección de barra tiene la lógica de disparo por sección de barra, por replica de la barra, el esquema de respaldo interruptor debe formar parte integral de este esquema de protección. La protección de barra en terminal, contempla aquellas fallas que ocurren entre el transformador de corriente y el interruptor, estando este último en posición “abierto”, tal como se indica a continuación.

Esta protección de igual forma también formará parte integral del esquema de protección de barras y será prevista por la lógica de la misma con base al estatus de equipos de maniobra (interruptores y seccionadores).

Tradicionalmente el esquema de protección de barra ha sido localizado en forma centralizada en uno o mas cubículos, dependiendo del número de alimentadores y complejidad de la configuración de barra; así mismo, todo el cableado de los transformadores de corriente, seccionadores y circuitos de disparo se conectan a los terminales de los cubículos ubicados en la sala central.

Con la introducción del microprocesador, el nuevo esquema de baja impedancia permite la instalación descentralizada o centralizada:

La instalación descentralizada, comprende unidades de protección ubicados en los cubículos de protección y control de la bahía, lo más cercanamente posible al equipo de protección, de tal manera que resulte la menor distancia entre estos cubículos y el equipo primario. Cada unidad de bahía se conecta a la unidad central por medio de fibra óptica. Esta última unidad toma la data de las unidades de bahía y realiza tanto el algoritmo total como las funciones auxiliares del esquema de protección.

Las unidades de bahía tienen por función:

- Convertir las señales analógicas a digitales.
- Detección y tratamiento de las señales de corriente saturadas.
- Detectar y procesar las posiciones de los seccionadores y de los interruptores de acople de barras, señales de bloqueo, arranques de relé respaldo interruptor y falla terminal, entre otras, a través de los módulos de entrada y salida binarias.
- Calcular las fasores de corriente para cada fase con alta rata de repetición.

La unidad central es la responsable por:

- Decisiones de disparo, es decir, es la que con base a un algoritmo detecta la presencia de una falla en barra y transmite la señal de disparo de la respectiva zona a las unidades de bahía de la respectiva zona.

El software el cual se divide en dos partes; una para prever la funcionalidad de la protección y la otra para el diagnóstico de los módulos de arranque, autosupervisión, registro de falla y bloqueo de funciones.

La aplicación de estas modalidades normalmente es la descentralizada para nuevas instalaciones y centralizada para la modernización o retrofit de subestaciones existentes; todo ello en la relación al costo entre una y otra.

Es importante resaltar los avances que se han obtenido en el tiempo de operación con la incorporación de nuevas tecnologías; por ejemplo:

#### **Tiempos de Operación**

<u>Tipo de</u> <u>Protección</u>	<u>Tiempo de</u> <u>Medición.</u> (ms)	Tiempo de Disparo. (ms)
<b>Electrónica</b>	1 – 3	8 – 13
<b>Numérica</b>	1 – 3	6 - 9

### 5.3.2.2.- Protección de transformadores de potencia.

Los transformadores de potencia son de gran importancia como enlace en los sistemas de transmisión y distribución. La diversidad de características de los transformadores de potencia y los posibles fenómenos de maniobra a diferentes condiciones de servicio requieren de un sistema de protección altamente confiable, selectivo y flexible.

La técnica numérica ha abierto la puerta a soluciones novedosas las cuales no se han alcanzado por los medios convencionales; por ejemplo la adaptación de diferentes grupos de conexión, relaciones diferentes de transformadores de corriente debido principalmente a los distintos niveles de tensión del transformador, hoy día son cubiertas por medio de un software. Por otra parte la auto-supervisión que cubre tanto el hardware como el software, también incrementa la disponibilidad del sistema y reduce al mismo tiempo los costos por mantenimiento, ya que la información en línea relativa al estatus de la protección y del transformador permite mantener el requerimiento, resultando esto en ahorros para la totalidad de la instalación.

La protección debe ser habilitada para detectar y despejar en forma segura y selectiva las siguientes condiciones:

- Cortocircuitos internos y falla a tierra.
- Falla entre espiras.
- Condiciones anormales de servicio tales como sobrecarga y sobrevoltaje.
- Funciones de protección de respaldo para fallas externas en otros alimentadores.

Las protecciones del tipo numérico actualmente están capacitadas para cumplir con las siguientes funciones adicionales a las de protección.

- Registro de eventos.
- Indicación de valores de corriente y de voltaje.
- Indicación de la corriente de Inrush.
- Autosupervisión.
- Registro de la corriente diferencial.
- Facilidades para la programación del disparo.
- Implementación de dispositivos externos de protección.
- Medición de I, V, F, P y Q.

Este relé cuenta con un sistema de control local proporcionado por un menú basado en un programa el cual permite llevar a cabo ajustes, visualizar parámetros, y leer mensajes y valores de medida. Esto se hace a través de un puerto serial accesible por el frente del relé a través de un PC. Adicionalmente cuenta con facilidades para la comunicación con un sistema de monitoreo y control central vía enlace fibra óptica.

Entre otras propiedades del relé destacan:

- Inmune a las corrientes de inrush:

Discrimina entre corrientes de falla interna y corrientes de energización en vacío del transformador.

- Alta disponibilidad.

Esta disponibilidad es alcanzada por un bajo número de módulos y por el continuo monitoreo.

- Redundancia.

El concepto de redundancia puede ser previsto a requerimiento del usuario. En este sentido dos grupos de funciones de protecciones independientes son arreglados con dos grupos de hardware también independientes.

- Funcionalidad.

El terminal de protecciones del tipo numérico hoy puede cubrir las siguientes funciones de protección.

**Protección de Transformadores de Potencia**  
**Funciones de Protección**

Función	Principal	Respaldo	Limitadora
<b>Diferencial</b>	X		
<b>Sobrecorriente Tiempo Inverso</b>		X	
<b>Sobrecorriente Instantáneo</b>	X		
<b>Diferencial a Tierra</b>		X	
<b>Distancia</b>		X	
<b>Corriente de Secuencia Negativa</b>		X	
<b>Falla a Tierra Restringida</b>	X		
<b>Diferencial Longitudinal (Hilo Piloto)</b>	X		
<b>Sobrevoltaje</b>			X
<b>Bajo Voltaje / Sobrevoltaje</b>			X
<b>Sobrecarga</b>		X	

### 5.3.2.3. Protección de líneas de transmisión

Esta protección como las correspondientes a los tramos de la barra y transformadores, entre otras, está conformada por una unidad de entradas analógicas, una unidad de alimentación DC/AC, módulo de entradas y salidas binarias, unidad central de procesamiento, entradas y salidas por puerto serial con un PC y la estación central de control y una tarjeta madre de conexión.

En los últimos años la característica de medición ha sido del tipo poligonal, considerando su ventaja respecto a la circular, en cuanto a su mayor rango de ajuste para tomar en consideración la resistencia de arco presente durante la ocurrencia de una falla y por su alta sensibilidad de arranque por detección de fallas de sub-impedancia.

Estas protecciones cumplen con las exigencias necesarias para el despeje rápido, selectivo, altamente sensible y confiable.

Entre las características principales de las protecciones de distancia numéricas actuales se pueden citar:

- Protección de distancia.
- Arranque por sobrecorriente y sub-impedancia con característica poligonal.
- Cinco zonas de distancia, con características poligonal con medición hacia la línea y hacia la barra.
- Protección de sobrecorriente de tiempo definido (protección zona corta).
- Supervisión secundario del transformador de tensión.
- Bloqueo por oscilación de potencia.
  
- Lógica del sistema.
  - Cierre sobre falla.
  - Extensión de zona
  
- Teleprotección con esquema de enlace.
  - Transferencia de disparos permisivos por sub-alcance.
  - Transferencia de disparo permitido por sobre-alcance.
  - Esquema de bloqueo de funciones de eco y bloqueo transitorio.

- Compensación de líneas paralelas.
- Desenganche de fase selectiva para recierre monofásico y trifásico.
- Protección de falla a tierra.
- Protección sensitiva de falla a tierra para sistemas con neutro aislado y puesto a tierra a través de una impedancia.
- Función de comparación direccional para detectar fallas de alta impedancia en sistemas con neutro sólidamente puesto a tierra.
- Función de sobrecorriente de tiempo inverso.
- Funciones de corriente y tensión.
  - Tiempo definido y de tiempo inverso.
  - Sobretensión y baja tensión.
  - Sobrecarga térmica.
- Funciones de control y monitoreo.
- Recierre automático.
- Verificación de sincronismo.
- Medición I, V, Q, P, f.
- Localización de fallas.
- Registro de secuencia de eventos.
- Registro de fallas con canales analógicos y binarios.
- Tiempo de actuación.
  - Mínimo: 21 ms.
  - Promedio: 25 ms.
- Interfases seriales en:
  - Placa frontal para la conexión de un PC (computador personal).
  - Placa posterior para comunicación remota (sistema de control a nivel de estación) con protocolos: LON, SPA, IEC 870-5-103, MVB.
- Autosupervisión continua y diagnóstico tanto interna como para los enlaces con fibra óptica.

#### **5.4.-DUPLICACIÓN DE PROTECCIONES**

Se habla de Duplicación de Protecciones cuando se usan dos Protecciones para proteger un solo equipo y sus contactos son conectados en paralelo.

La duplicación dependerá de la importancia del equipo, nivel de tensión y confiabilidad requerida en el Sistema de Transmisión.

#### 5.4.1.-TIPOS DE DUPLICACION

- ✓ **COMPLEMENTARIA:** Cuando existen dos Protecciones con filosofía de actuación diferentes con la misma zona de protección y el mismo tiempo de actuación.
- ✓ **EXACTA:** Cuando existen dos Protecciones con la misma filosofía de actuación y el mismo tiempo de actuación.
- ✓ **INEXACTA:** Cuando existen dos Protecciones con o sin filosofía distinta pero con tiempos de actuación diferentes.

#### 5.4.2.-CONSIDERACIONES PARA SU APLICACIÓN

- ✓ Importancia del Sistema Eléctrico.
- ✓ Requerimientos de mantenimiento
- ✓ Disponibilidad de repuestos
- ✓ Calidad de las Protecciones
- ✓ Probabilidad de Falla del equipo a proteger

### 5.5- PROTECCIONES PRINCIPAL Y DE RESPALDO

En un Sistema de Potencia especialmente en la protección de Líneas de Transmisión se usan como protecciones de Línea dos de Distancia, una primaria y otro secundaria que conforman la primera actuación ante una falla y protecciones de respaldo local llamadas Falla Interruptor y Falla terminal las cuales operarán en caso de fallar la actuación de las Protecciones de Distancia. Como respaldo remoto tenemos las Protecciones de Distancia ubicadas en Subestaciones en los otros extremos de Línea. En el caso de Transformadores, Generadores, etc. También existen Protecciones que actuarán en primera instancia ante una falla del Equipo y si estas no operan actuarán las de respaldo.

Las protecciones de respaldo local están ajustadas para operar más rápidamente que las protecciones de respaldo remoto, es decir, existe una coordinación en tiempos o magnitudes eléctricas.

Según lo expuesto tenemos:

#### ✓ **PROTECCIONES PROPIAS DEL EQUIPO (PRINCIPAL)**

Es aquella protección que opera tan pronto ocurre una falla, ordenando la apertura del menor número de interruptores.

### ✓ **PROTECCIONES DE RESPALDO LOCAL**

Se denomina de respaldo local porque si la falla no es despajada por el interruptor correspondiente, se da orden de apertura a través de la Protecciones de respaldo local (Falla Terminal o Falla Interruptor) a los interruptores de la misma subestación que puedan alimentar la falla.

### ✓ **PROTECCIONES DE RESPALDO REMOTO**

Se denomina de respaldo remoto porque si la falla no es despajada por los interruptores correspondientes al respaldo local o simplemente no se dispone en el esquema de protecciones de este respaldo local, se da orden de apertura a los interruptores ubicados en los extremos opuestos por los esquemas de Protección de las subestaciones remotas.

### **5.5.1.-CAUSAS DE LA ACTUACIÓN DE UNA PROTECCIÓN DE RESPALDO.**

- ✓ Interruptor indisponible para abrir por algún desperfecto
- ✓ Protecciones principales indisponibles
- ✓ Ausencia de servicios auxiliares
- ✓ La no detección de una falla por las Protecciones Principales
- ✓ Errores humanos
- ✓ Problemas en cableados

### **6.-TENDENCIAS Y NUEVAS TECNOLOGÍAS EN LA CONSTRUCCIÓN Y AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES.**

Actualmente las subestaciones que se están desarrollando están conformadas por equipos de protección, control numérico y equipos de potencia, como por ejemplo transformadores ópticos, etc, que requieren por parte del personal que se encarga del mantenimiento de los mismos, conocimientos diversos en el área de computación y manejo de equipos de pruebas, que se están manejando con la incorporación de nuevas tecnologías.

En las instalaciones convencionales se ha venido utilizando una gran cantidad de cables de control necesarios para la interconexión entre los equipos que conforman la subestación, las unidades de control, mando, protección y medición, instalados en tableros y gabinetes ubicados tanto en el patio como salas de relés ó de mando de la subestación.

Con los avances alcanzados hasta la fecha por la tecnología, la interconexión entre equipos de una misma bahía o entre bahías a permitido bajar el costo en lo concerniente al cableado con introducción de la fibra óptica.

Entre los principales hechos que brinda esta tecnología moderna se puede mencionar:

### **6.1.- AUTOSUPERVISIÓN Y DIAGNÓSTICO.**

Cada unidad de control, relé de protección, unidades de interfases de comunicaciones, enlaces de comunicación, unidad de interfase hombre – máquina (HMI), etc, cuenta con su propia autosupervisión, la cual comprende un sistema de vigilancia tanto a su hardware y software, de tal manera que cuando esta función detecta una falla, no sólo genera una alarma para la atención del operador sino que además proporciona información detallada de la falla y bloquea a su vez la función del equipo que se corresponda con la misma a fin de evitar actuaciones erráticas que pudieran suceder.

El principal beneficio que se obtiene con este sistema es de poder cubrir la totalidad del equipamiento de la subestación, es decir, tantos secundarios (de baja tensión) como en el equipo primario (alta tensión), lo cual redundará en una alta reducción del costo de mantenimiento, ya que el mantenimiento se realizará cuando realmente se requiera; por otra parte optimiza el periodo de vida útil del equipo.

El sistema de supervisión guarda mucha relación con el sistema de alarma. Normalmente el sistema de comunicaciones requiere de la vigilancia del comportamiento de sus diferentes componentes, así como la de emitir la respectiva alarma al centro de control en caso de falla de uno de ellos. Entre las fallas más comunes podemos mencionar:

- ✓ BER (Bit Error Rate) en terminal de línea óptica, en un multiplexor, etc.
- ✓ Pérdida de la señal de entrada de un terminal de línea óptica o de un multiplexor.
- ✓ Pérdida del marco de sincronización en un multiplexor.
- ✓ Pérdida de la señal del reloj (terminal óptico y el multiplexor).
- ✓ Pérdida de la alimentación.

Algunos de los parámetros generan alarmas urgentes, otras alarmas diferidas, dependiendo de la severidad y sus posibles consecuencias; por ejemplo un BER, el cual ocurre típicamente por la degradación del diodo láser. Este efecto puede ser detectado por supervisión de la corriente, generando un alarma diferida, si se considera que su constante de tiempo de degradación es

relativamente alta; por otra parte la pérdida repentina de señales por rotura de la fibra óptica debe emitir una alarma de carácter urgente.

Así mismo, en caso de alarma, un bloqueo inmediato de las funciones vitales se realiza a fin de evitar falsas operaciones.

## 6.2.-CONCEPTO DE REDUNDANCIA.

La redundancia tiene por finalidad aumentar la disponibilidad del sistema, cuando por cualquier razón un componente considerado como principal falla (IHM, fuente de alimentación DC, canal de comunicación, etc); por conmutación en forma automática entraría en servicio inmediatamente el otro el cual se encontraba normalmente en estado standby.

En los sistemas automatizados existen varios grados de redundancia; dependiendo de los requerimientos del usuario en relación a la disponibilidad y seguridad esta puede ser desde el más simple con la duplicación del elemento más importante, a nivel moderado como es el caso de la protección tipo respaldo hasta la implementación de un sistema automático dual.

## 6.3.-SISTEMA DE SEGURIDAD.

A objeto de evitar actuaciones no autorizadas, el sistema cuenta con diferentes niveles de autorización necesarios para poder accederlo, de tal manera que si el usuario no tiene el nivel de autorización requerido no podrá entrar al sistema.

Normalmente existen cuatro niveles:

### Sistema de Seguridad

NIVEL	ACCESIBILIDAD
0	El operador sólo accesa hasta los diferentes despliegues en pantalla (observación)
1	El operador podrá realizar operaciones en los equipos de maniobra y cambiador de tap's.
2	El usuario tiene accesibilidad a nivel de ingeniería.
3	El usuario tiene acceso al manejo del sistema, realizar cualquier tipo de operación y modificaciones sobre lógicas y/o ajustes (manejo del sistema). Podrá cambiar los niveles de autorización.

#### **6.4.-SINCRONIZACIÓN DEL TIEMPO.**

La base de tiempo real única requerida para sincronizar los diferentes elementos que conforman al sistema de automatización de la subestación, se obtiene mediante un reloj externo el cual suministra pulsos de sincronización que distribuye a todos los terminales inteligentes a través del bus de comunicación en forma de un mensaje global.

La sincronización de tiempo externo en cada subestación se realiza mediante una antena que recibe la información desde un satélite GPS y un módulo de interfaz cuyos puntos de salidas son suministrados al sistema a través de un puerto serial RS 232 del computador central. La resolución obtenida con este sistema es del orden de 1 ms.

#### **6.5.-NUEVAS FUNCIONALIDADES.**

El concepto de un sistema coordinado constituido por las funciones de protección, control y supervisión abre las posibilidades de introducir nuevas funcionalidades, de las cuales a continuación se indican algunos ejemplos de automatización:

- Secuencia de transferencia de alimentadores.
- Botes de carga.
- Restauración de carga.
- Combinación de funciones de protección y control.
- Regulación de tensión en transformadores de potencia.
- Control de potencia reactiva.
- Verificación de sincronismo y recierres.
- Barraje Coloreado.
- Gestión de eventos y alarmas.
- Supervisión del sistema.
- Mediciones.
- Tendencias y reportes.
- Ajuste y lectura remota de parámetros.
- Carga y análisis de registros de fallas.

#### **6.6.-AVANCES TECNOLÓGICOS EN EQUIPOS DE SUBESTACIONES.**

Los avances obtenidos a la fecha en cuanto a los equipos de maniobra, consisten básicamente en la integración de varias funciones en un mismo equipo, lo cual ha contribuido al desarrollo de subestaciones más compactas y flexibles.

A manera de ejemplo veamos la figura 6.6.A donde se representa una subestación convencional con su interruptor, transformadores de corriente, de tensión y seccionadores. En la figura 6.6.B se observa una subestación compacta con todos los elementos mencionados



Figura 6.6.A

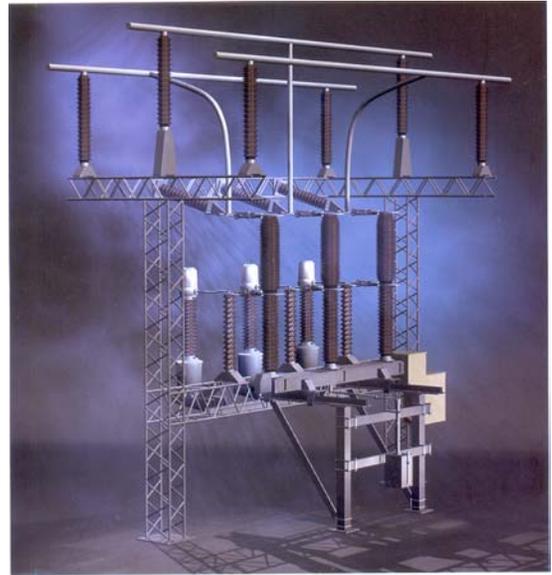


Figura 6.6.B

Esta última modalidad permite construir subestaciones con niveles de tensión de hasta 245 KV, en forma compacta y flexible, con una reducción de un 30 al 35% del área y de las fundaciones respecto a lo requerido para subestaciones construidas con equipos convencionales.

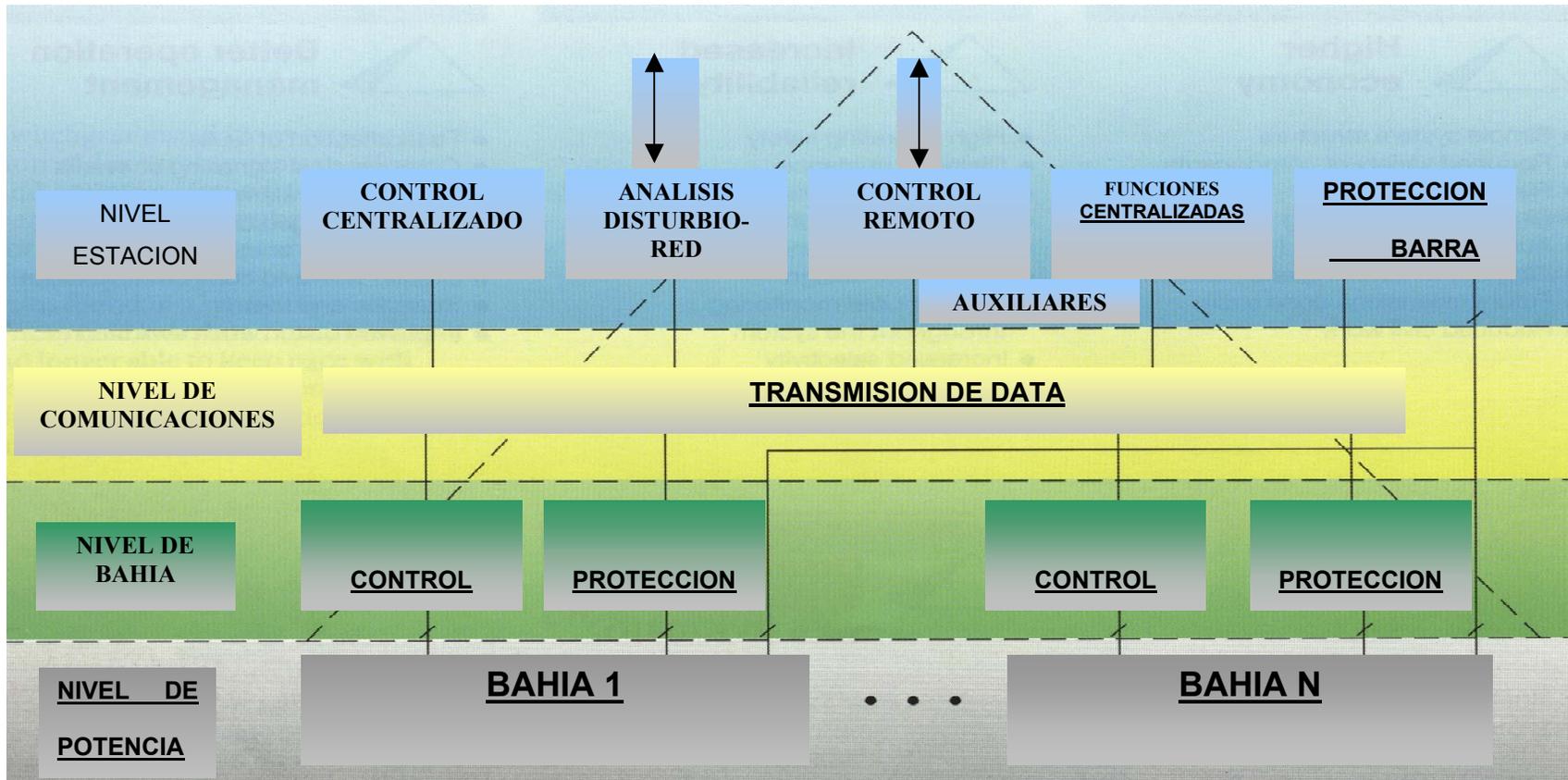
## 6.7.- ESTRUCTURA BASICA DE LAS SUBESTACIONES MODERNAS

El concepto de descentralización en los sistemas de mando, control, medición y comunicaciones se agrupa en tres niveles y un medio de enlace entre ellos.

En la figura siguiente, se indican estos niveles, a saber:

- ✓ Nivel de potencia.
- ✓ Nivel de bahía.
- ✓ Nivel de estación.
- ✓ Nivel de comunicaciones.

## SUBESTACION DE TRANSMISION



### **6.7.1.-Nivel de Potencia.**

Este nivel lo constituyen el equipamiento de alta tensión y se encuentra localizado en el patio de la subestación para instalaciones del tipo intemperie y/o salas especiales para subestaciones del tipo interior.

En este nivel además del equipo de potencia también se encuentran los cubículos de mando, los cuales constituyen el primer nivel de unidades de adquisición de datos, y el cableado y canalizaciones que sirven de enlace entre estas unidades de adquisición de datos y el siguiente nivel de bahía.

### **6.7.2.-Nivel de Bahía.**

Este nivel está constituido por equipos correspondiente a la tecnología secundaria de la subestación, incluyendo básicamente mando de equipos de maniobra, gabinetes que albergan esquemas de protecciones y los elementos que enlazan a estos equipos entre si. En general se localiza en una sala especial en la sala de mando central o en celdas ubicadas en el patio de la subestación.

Entre las funciones principales que se desarrollan en este nivel podemos citar:

➤ **Control.**

A través de un computador y un tablero en el cual se ubica un mímico para el mando de los equipos de maniobra e indicadores. En él se cumple:

- Control local, supervisión y enclavamiento entre los diferentes equipos de una misma bahía y entre dos o mas bahías
- Monitoreo y procesamiento de información.
- Indicación de los valores de medida en forma local (I, V, KW, KVAR).
- Se construyen bajo el principio de descentralización, en donde cada cubículo de control local opera independientemente al nivel de estación central.

➤ **Protección.**

Conformado por los diferentes relés que componen el esquema de protecciones de cada bahía, equipados o no con sensores y actuadores conectados a un bus de proceso.

### 6.7.3.-Nivel de Estación.

Este nivel se encuentra en la sala de mando de la subestación y en él se realizan funciones centralizadas:

- Función de control:
  - Maniobras: acciones de seleccionar, aceptar y ejecutar.
  - Bloqueos automáticos (pérdida de SF6).
  - Verificación de sincronismo.
- Procesamiento de alarmas.
- Procesamiento de eventos.
- Procesamiento de imágenes:
  - Diagrama unifilar.
  - Estados de los componentes (local, remoto, abierto, cerrado, bloqueado, simulado).
  - Alarma intermitente de atención al operador.
  - Indicación de los valores de medición (V, I, KW, KVAR).
  - Secuencias de operaciones (completa una serie de operaciones, una vez iniciado o decidido por el operador).
- Enclavamiento.
- Rechazo y recuperación de carga.
- Información del mantenimiento del equipo (tendencias).
- Señalizaciones mediante tarjetas de restricciones y/o avisos de equipos.
- Coloración de barras.
- Sincronización del tiempo por reloj satelital.
- Registro de oscilogramas para el análisis de falla.
- Protecciones de barra y respaldo “falla interruptor” cuando se opta por el estilo centralizado para este tipo de protección.
- Control remoto, sirviendo como interfase entre la subestación y el centro de control carga (despacho de carga).

En la figura 2.46 se señalan algunos de los aspectos centralizados indicados anteriormente.

#### **6.7.4.-Nivel de Comunicaciones.**

Este nivel lo constituyen los diferentes procesos de comunicación necesarios para llevar a cabo, tanto las funciones centralizadas como descentralizadas.

En este sistema, para subestaciones modernas, en las cuales se hace uso de la fibra óptica como medio físico de comunicación, a su vez se presentan tres subniveles diferentes:

- Bus de proceso para la comunicación entre el proceso primario y las unidades de bahía.
- Bus interbahía para la comunicación entre las unidades de bahía y el nivel de Estación.
- Bus estación para la comunicación en el nivel de estación.

Para el caso de una subestación convencional se requiere una gran cantidad de cable para la comunicación:

- Entre el proceso primario y las unidades de bahía.
- Entre las unidades de bahía y las salas de relés.
- Entre la sala de relé y la sala de mando donde se encuentra el tablero de mando central.

Tomando en cuenta la tecnología actual los buses de interbahía y de estación permite una alta reducción del cableado en la sala de relés; de igual forma con la introducción de la fibra óptica y los transformadores de medida ópticos se puede eliminar el cableado entre el proceso primario y las unidades de bahía; esto por su puesto incorporando unidades inteligentes de bahías.

## **6.8. REQUERIMIENTOS QUE DEBE CUMPLIR EL SISTEMA DE CONTROL DE UNA SUBESTACIÓN MODERNA .**

En una subestación se dispone de tres sistemas que integran a los diferentes equipos digitales de acuerdo a lo siguiente:

- Sistema de control numérico, encargado de las funciones de operación de la subestación (mando, señalización, alarma, eventos, despliegue mímico, medición, lógicas de operación, enclavamientos SCADA, etc).
- Sistema de gestión de protecciones, encargado de la configuración, cambio de ajuste, y secuencia de eventos y registro de falla de los dispositivos de protección de la subestación. Evidentemente a este sistema sólo reportan los relés de protección.
- Sistema de medición de energía, encargado de la configuración y toma de lecturas de los equipos multimedición para facturación de energía en los puntos de entrega o intercambio. Sólo reportan al sistema los dispositivos de facturación.

### **GENERALIDADES:**

Con base a la confiabilidad y disponibilidad de los diferentes componentes de la subestación, los sistemas numéricos de control y protecciones deben cumplir en forma general con los siguientes requerimientos

1. El sistema de control numérico debe calcular continuamente los valores de energía de cada elemento, con una precisión menor que la de los contadores, con fines de control del intercambio.
2. Las señales de indicación, alarma y registro de eventos de los tramos y protecciones deben integrarse al sistema de control numérico. Las protecciones numéricas deben comunicarse en forma serial con el sistema de control numérico, asumiendo funciones de control total o limitadas como respaldo a las Unidades de Adquisición de Datos (UAD).
3. El cierre manual o automático de los interruptores debe realizarse siempre con verificación de sincronismo, la cual será ejecutada por el sistema de control numérico y/o las protecciones.
4. El sistema debe ser jerarquizado y con niveles de acceso, es decir, que sólo el personal autorizado tendrá entrada al sistema de control numérico.
5. El software a utilizar en el sistema debe tener la facilidad de ser manejado por personal no especializado en esta área. Los

- cambios que requiera la programación serán realizados por ingenieros no especialistas en software.
6. El software y el hardware debe estar diseñados considerando la funcionalidad total de la subestación hasta su etapa definitiva. Se contempla redundancia cuando no se alcancen los niveles de disponibilidad requeridos, independientemente de la redundancia que se pueda obtener con el sistema de protección numérico, conceptualizado para brindar respaldo parcial al control.
  7. La arquitectura es del tipo modular, de manera que permita una fácil inserción de nuevo hardware al sistema existente.
  8. El sistema debe permitir la carga de software del sistema y del software de aplicación por personal no especializado en el área de computación.
  9. Debe permitir la parametrización sencilla de los componentes del sistema de control numérico.
  10. Debe utilizar protocolos estándares de comunicación.
  11. La comunicación entre sistema de control numérico y sistema de protección numérico será realizado en forma serial, utilizando puertos seriales disponibles en el hardware de este tipo de componentes y empleando un protocolo de comunicación serial estándar.
  12. Debe contemplar un sistema de seguridad a objeto de evitar actuaciones no autorizadas de tal manera que el usuario requiera de su respectivo nivel de autorización para accederlo:

**Nivel 0:** El operador sólo accesa a diferentes despliegues en la pantalla (observación).

**Nivel 1:** El operador podrá realizar sólo funciones de maniobra en interruptores, secuenciadores y cambiadores de tomas.

**Nivel 2:** El operador tiene accesibilidad a nivel de ingeniería.

**Nivel 3:** El usuario tiene acceso total al sistema, realizar ajustes, modificaciones y a cambiar las claves antes mencionadas.

13. Se debe incluir los siguientes niveles para el control de la subestación:

**Nivel 1:** Control en el equipo mayor.

**Nivel 2:** Control en el tablero de protección y control del tramo, desde la UAD o desde una protección, en caso de emergencia, con funciones limitadas, mediante el teclado y pantalla del propio relé o con un computador portátil (Lap Top).

**Nivel 3:** Control en el pupitre de mando en la casa de mando, con posibilidad de control de respaldo limitado en caso de falla en la UAD, vía tablero de protección y control.

**Nivel 4:** Control en el despacho de carga, con posibilidad de control de respaldo limitado en caso de falla en la UAD, vía computador central- tablero de protección y control.

14. Restauración automática del sistema numérico por pérdida de la alimentación y en forma remota desde el despacho de carga.
15. Secuencia de operaciones automáticas predeterminadas: restauración post-falla, transferencia de una alimentador, etc.
16. Bloqueos automáticos.

## **6.8.1 SISTEMA DE CONTROL NUMERICO.**

### **6.8.1.1. FUNCIONALIDADES.**

El sistema de control numérico debe prever:

1. Por lo menos se mantendrán la filosofía de operación y enclavamiento aplicadas en las instalaciones actualmente normalizadas (Nodal 400T y Nodal 230T).
2. El intercambio de órdenes e información del patio de la subestación con los despachos de O.P.S.I.S. y C.A.D.A.F.E. serán del tipo “Gateways” directamente integrados al sistema de control numérico. En el caso de O.P.S.I.S. se mantiene sólo señalización de la posición de los equipos de maniobra y de las principales alarmas, especialmente las asociadas a las protecciones, así como la medición en líneas y transformadores. Para el despacho de C.A.D.A.F.E. se incorporará adicionalmente un mayor número de alarmas y las órdenes de apertura y cierre de los interruptores.
3. El interfaz hombre – máquina debe ser duplicado y permitirá la total e inmediata operatividad de la subestación ante la falla o indisponibilidad de una de ellas.
4. La conformación del control numérico debe asegurar que las contingencias simples no imposibiliten la operatividad de las celdas, ni generen la pérdida

simultánea de la interfaz hombre – máquina de la casa de mando y de la supervisión remota de los sistemas SCADA de O.P.S.I.S. y C.A.D.A.F.E.. En condiciones de pérdida o indisponibilidad de las unidades de adquisición, el respaldo parcial mantendrá como mínimo toda la señalización de: posición de los equipos de maniobra, los comandos sobre el interruptor, la medición de la línea o transformador, así como los enclavamientos y las alarmas básicas de la celda afectada.

5. El intercambio de señales digitales entre equipos instalados en una misma edificación puede realizarse mediante enlaces eléctricos, siempre y cuando las distancias y características de las señales así lo permitan. Cuando se trate de equipos instalados en diferentes edificaciones, obligatoriamente la comunicación se realizará con enlaces ópticos.
6. Todos los elementos comunes, como por ejemplo: el bus de intercambio de información central, los gateway, la unidad de control de procesos, etc, deben permitir la incorporación futura de :
  - Las unidades de adquisición para todas las celdas de 230 KV, 400 KV futuras.
  - Las protecciones digitales requeridas para las ampliaciones de los patios de 230 y 400 KV.
  - La incorporación de todas las alarmas comunes y complementarias asociadas a los patios de 230 y 400KV.
7. Para esa configuración final el sistema tendrá la capacidad de manejar una avalancha de señales equivalente al 40% del número máximo que se alcanzaría al incorporar los tres patios y las protecciones digitales de todas las líneas y transformadores, manteniendo un tiempo de reposición o refresco del despliegue central inferior a tres segundos, para esa misma condición las órdenes de apertura y cierre de los equipos de maniobra tendrán un retardo inferior a un segundo.
8. Los protocolos usados en todos los niveles de intercambio de información digital serán del tipo abierto, que cumplan con lo definido por las últimas recomendaciones que al respecto han emitido la I.E.C. o la I.E.E.E. (U.C.A). En todo caso el protocolo propuesto permitirá establecer comunicaciones “punto a punto” entre los diferentes dispositivos.
9. Cuando se produzca la interrupción temporal de la alimentación de la fuente de poder de continua en cualquiera de las unidades que conforman al control numérico se tendrá una subrutina de re arranque que asegure la reposición de la operatividad del sistema en un lapso menor a tres minutos.
10. Todos los computadores portátiles o fijos tendrán características técnicas y capacidades equivalentes a la del equipo de mayor velocidad y capacidad de memoria disponible en el mercado para los seis meses anteriores a la culminación de la instalación.

11. Las computadoras portátiles deberán ser del tipo “heavy duty”, aptas para traslados y manipulación constante. Los programas de los computadores fijos o portátiles, deberán ser amigables. Es obligatorio que el fabricante entregue todas las licencias de uso de cada uno de los programas instalados y/o requeridos para la parametrización, ajustes, operación, extracción de datos, mantenimiento y pruebas de los sistemas de control, protecciones, contadores de energía, enlaces de comunicación y teleprotección o cualquier otro dispositivo a microprocesador que suministren.

#### **6.8.1.2. ARQUITECTURA DEL SISTEMA.**

La arquitectura del sistema de control numérico debe ser completamente abierta, del tipo “inteligencia distribuida”, es decir, existencia de computadoras de bahía (Unidades de adquisición de datos (UAD)), enlazados mediante un bus de proceso, capaces de asumir el control de sus equipos asociados en caso de pérdida de control desde los niveles superiores. Por otra parte contempla un computador central (CC) que almacenará y administrará los datos a nivel de la subestación y otro de similares características denominado Computador de salida (CS) o Gateway, el cual se encargará de la comunicación de la subestación con el Despacho de Carga. El CC despliega toda la información a través de una interfaz Hombre-Máquina (IHM). El CC, CS e IHM conforman un bus de comunicación en fibra óptica, duplicado, denominado red LAN.

El sistema debe soportar la contingencia simple de la pérdida del Computador central sin pérdida del Telecontrol, y viceversa lo cual podría realizarse por la conexión directa del Computador central al bus de proceso o duplicado el Computador central.

El computador de salida deberá estar conectado de manera directa a la red de área local y no a través de otro componente del sistema.

Cuando así se indiquen las protecciones y unidades de adquisición de otros tramos realizarán un control de respaldo limitado, de emergencia, en caso de pérdida de la respectiva Unidad de adquisición de datos; pero también de acuerdo con lo descrito en los “Esquemas de Protección”.

Cada elemento de control y protección se incorporará directamente al bus de procesos, con excepción de los contadores.

Adicionalmente, las protecciones estarán enlazadas mediante puerto serial formando un sistema de comunicación para el sistema de gestión de

protecciones (SGP). De esta manera los relés estarán comunicados en una Caja multipuertos en el Pupitre de Mando que permite el despliegue local a través de un computador portátil mediante puerto RS 232 y/o a una Estación maestra del Sistema de Gestión de protecciones en el Despacho de Carga.

Básicamente el SGP permitirá ejecutar a distancia la parametrización, cambio de ajuste, listar los eventos almacenados y desplegar los gráficos Registros de Fallas de todos los relés de la subestación, esta última función puede considerarse como un sistema distribuido de registro de fallas de la subestación, el cual tiene las limitaciones impuestas por las capacidades propias de los relés para cumplir con esta función. La medición de los intercambios de energía se hará mediante Contadores independientes interconectados mediante puerto serial, de los cuales uno de ellos ejerce la función de totalizador, y se comunican, vía Caja Multipuertos en el Pupitre de Mando, con el Despacho de Carga para reportar a una Estación Maestra. La Caja de Multipuertos posee una salida RS 232 para un posible despliegue local en la subestación a través de un computador portátil. Esta configuración se ha denominado Sistema de medición de energía (SME).

El SME permitirá ejecutar a distancia la parametrización de los contadores y obtener de cada uno de ellos las tablas de lecturas almacenadas para luego procesarlos.

Paralelamente, El Sistema de Control Numérico deberá calcular valores de energía, con una precisión menor que los Contadores, no con fines de facturación sino de control de intercambios y su despliegue se hará a través de la interfaz Hombre-Máquina del Sistema de Control de Numérico de la subestación.

Para realizar las funciones de medición con fines de facturación de energías activa y reactiva, bidireccional cuando corresponda, de todas las salidas de la subestación considerados puntos de facturación, se instalarán en el(os) Tablero(s) de Contadores de Energía, mediante equipos independientes por cada punto de facturación.

Los Contadores serán del tipo numérico, con funciones de medición de tensión corriente, energías activa (KWh) y reactiva (KVARh) y Demandas máxima, mínima y promedio (MW), con precisión Clase 0,2. con una capacidad de memoria que le permita almacenar la data correspondiente a 40 días.

Para la subestación completa uno de los Contadores actuará como totalizador y proveerá los valores totales de energías activa y reactiva y demandas coincidentes máxima, mínima y promedio, por transformador, nivel de tensión, línea, etc.

Los enclavamientos interbahías se realizarán sin pasar por el Computador Central. Se deben mantener en el control de respaldos los enclavamientos principales del tramo cuando falle una UAD. El bus de comunicación debe ser totalmente independiente del Computador Central y su disponibilidad debe ser muy alta, manteniendo absolutamente toda la funcionalidad para contingencias simples.

### **6.8.1.3. UNIDADES DE ADQUISICION DE DATOS.**

1. Las unidades de adquisición asociadas a las celdas conectadas a barra estarán encargadas de:
  - Señalización de posición y operación del interruptor y sus seccionadores asociados al tramo, previendo selector local y remoto.
  - Mediciones de V, I, P, Q.
  - Alarmas y señalización de todos los elementos asociados a la celda incluyendo los servicios auxiliares. En caso de tramos de transformación tomarán las señalizaciones asociadas al propio transformador.
  - Enclavamientos básicos de la celda e interceldas con acople para el seccionador de línea o con las celdas del otro lado del transformador de potencia.
  - Verificación del sincronismo para las órdenes de cierre manual del interruptor. Selección de la tensión de referencia del terminal de conexión ubicado hacia la línea o transformador de potencia.
  - Para el caso de esquemas de barra principal y transferencia o doble barra prever las transferencias automáticas del interruptor del tramo a transferir o acople de barra.
  - Estampado de tiempo de los eventos y almacenamiento de la secuencia de eventos de la celda.
  - Intercambio de información y órdenes con el sistema de control numérico
  - Para el caso de tramos de transferencia prever mando y señalización local (remota del cambiador de tomas y la

regulación automática del tramo con posibilidades de mando local ) y remoto.

2. Las unidades de adquisición de celdas de interruptor de acople o intermedias estarán encargadas de:
  - Señalización y operación del interruptor y seccionadores asociados.
  - Alarmas y señalización de todos los elementos asociados a la celda, incluyendo sus servicios auxiliares.
  - Enclavamientos básicos de la celda e interceldas con el acople para los seccionadores de línea y/o transformador.
  - Verificación del sincronismo para las órdenes de cierre manual al interruptor. Selección de la tensión de referencia de ambos terminales del interruptor.
  - Estampado de tiempo a los eventos y almacenamiento de la secuencia de eventos.
  - Intercambio de información y órdenes con el sistema de control numérico
3. Los tableros que alojen las unidades de adquisición estarán diseñados para instalar los tres equipos asociados a una bahía. Las bahías incompletas serán instaladas en tableros semejantes diseñados para que se pueda incorporar la tercera unidad rápida y fácilmente cuando se requiera.
4. El respaldo parcial brindado a las unidades de adquisición principales de acuerdo a lo indicado previamente, deberá como mínimo cubrir las funciones siguientes:
  - Señalización de los interruptores y seccionadores asociados a la unidad de adquisición fallada en el despliegue central y en los despachos de O.P.S.I.S. y C.A.D.A.F.E.
  - Comandos de apertura y cierre del interruptor desde el propio equipo que brinda el respaldo, desde el interfaz hombre-máquina y desde el despacho de C.A.D.A.F.E.
  - Medición en la línea o transformador con despliegue en el propio equipo, que brinda el respaldo, en el interfaz hombre-máquina y remota en los despachos. Esta función no será obligatoria para las unidades de adquisición que brinda respaldo parcial a otra.
  - Resumen de alarmas de la celda con la unidad de adquisición indisponible, un mínimo de dos, preferiblemente del orden de cuatro.

- Enclavamientos básicos de la celda entre los seccionadores y el interruptor propio, de ser posible también incluir los intercelda.
  - Verificación del sincronismo con la tensión de referencia de la línea directamente asociada. De ser posible se debe implantar la lógica de selección de la tensión de referencia que determina la vía de alimentación en base a la posición de los seccionadores de línea de la bahía, en caso contrario se limitará la operación de cierre del interruptor a condiciones que serán seguras.
5. Las unidades de adquisición de cada celda dispondrán de despliegues propios o externos ubicados en el mismo tablero, que permitirán la señalización, mando y medición de las celdas asociadas, previa selección de la posición local en el conmutador o selector “local-remoto” de cada celda.
  6. Las unidades de adquisición correspondientes a las celdas de las llegadas de transformación, deberán tener disponibilidad para incorporar al menos dos señalizaciones de alarma provenientes del transformador.
  7. Las señales de alarma comunes, las de los servicios auxiliares y/o complementarias de la caseta adquisición para la ampliación deberán ser incorporadas al control numérico, a través de una unidad de adquisición específica para estas señales o en entradas digitales disponibles en las UAD de las celdas.
  8. Las unidades de adquisición de las celdas deberán mantener un 10% de reserva instalada con respecto al número de salidas y entradas de cada tipo usadas en cada una.
  9. Las unidades de adquisición poseerán un sistema de autosupervisión y diagnóstico de amplia cobertura, que envíe en forma inmediata una señalización de su indisponibilidad para que entre en operación la función de respaldo. El oferente deberá indicar claramente las porciones del equipo no cubiertas por la autosupervisión y diagnóstico.
  10. Las unidades de adquisición tendrán la posibilidad de ser inyectadas secundariamente a través de cajas de pruebas que permitan verificar el funcionamiento de sus entradas analógicas.

#### **6.8.1.4. UNIDAD CENTRAL E INTERFAZ HOMBRE-MAQUINA.**

1. Si el sistema estuviera conformado por unidades que centralizan la información por patio, reportando a un bus de proceso, cada una de las unidades de centralización tendrá capacidad en “hardware” y “software” suficiente para el manejo de la configuración final de su respectivo

patio, pero un interfaz hombre-máquina centralizado manejará los dos patios.

2. La ocurrencia de una contingencia simple en la unidad central debe evitar
  - La pérdida simultánea del interfaz hombre-máquina local y los gateway de C.A.D.A.F.E. y O.P.S.I.S.
  - Ausencia de los enclavamientos interceldas.
  - Pérdida de la sincronización del tiempo real entre las diferentes unidades que conforman al sistema de control numérico.
3. El interfaz hombre-máquina tendrá la capacidad para manejar los patios de 230 y 400 KV. Debiendo aplicarse para la interfaz una duplicación del tipo "Hot stand-by".
4. El despliegue del interfaz hombre-máquina será realizado en un monitor con pantalla no menor a 21 pulgadas.
5. Los computadores que servirán para establecer el interfaz hombre-máquina serán de fácil sustitución y programación.
6. El computador central deberá prever rutinas de prueba automática que cubran las porciones del sistema no incluidas en la autosupervisión propia de los equipos, como por ejemplo:
  - Verificación de las unidades de adquisición y las unidades de protección mediante la contrastación cruzada de mediciones y/o señalización de entradas comunes.
  - Pruebas de los enlaces de teleprotección.
7. El interfaz Hombre-Máquina debe realizar por lo menos las siguientes funciones:
  - Procesamiento de imágenes que contemple:
    - Despliegue del diagrama unifilar de los patios de la subestación, indicando el estatus de los componentes (local, remoto, abierto, cerrado, bloqueado, simulado), y los valores de las magnitudes eléctricas.
    - Ampliación de porciones seleccionadas del despliegue para detallar información y eventos relacionados con la misma.
    - Coloración de barras.
    - Alarma intermitente de atención al operador.

- Procesamiento de eventos que contemple:
  - Listado de eventos en forma secuencial con una resolución no mayor a un milisegundo (1 ms).
  - Listado de eventos seleccionables para clasificación; por ejemplo por celdas, tipo de alarma, equipo, sub-sistema, tiempos, etc.
  
- La función control deberá contemplar adicionalmente:
  - Realización de maniobras previendo acciones de seleccionar, aceptar y ejecutar.
  - Bloqueos automáticos (pérdida de SF6 en interruptores, marcha fuera de paso de cambiadores de tomas).
  - Verificación de sincronismo.
  - Sincronización del tiempo por reloj satelital.
  - Registro de oscilogramas para análisis de fallas.
  - Interfaz entre la subestación y el despacho de carga a través de un computador (Gateway).
  - Bote y recuperación de carga si es especificado.
  - Enclavamiento entre los diferentes equipos de maniobra.
  - Señalizaciones mediante tarjetas de restricciones y/o avisos de equipos.
  - Almacenamiento e impresión del listado de alarmas y eventos.
  - Tablas y gráficas de mediciones históricas con sus respectivas tendencias, por ejemplo, información para el mantenimiento del equipo ( corriente de carga y cortocircuito acumulada).

#### **6.8.1.5. COMPUTADORA DE INGENIERIA DEL SISTEMA DE CONTROL NUMERICO.**

1. El computador para esta aplicación será del tipo portátil que se conectará en el pupitre de mando e ingeniería para integrarse al bus de información del control numérico a través de un terminal para conexión de computador portátil. Opcionalmente, uno de los computadores de interfaz hombre-máquina podrá encargarse de la función de ingeniería.
2. El computador de ingeniería permitirá por conexión directa a cada equipo individual a través del bus:
  - Parametrizar a las unidades de adquisición.

- Cualquier función requerida para ajustar correctamente la operación y mantenimiento de los equipos asociados al control numérico.
  - Incorporar nuevas funciones y/o desarrollar lógicas especiales de operación.
  - Programar los Gateways.
  - Programar el sistema de sincronización en tiempo real.
  - Extraer datos operativos del sistema y sus componentes.
  - Modificar la base de datos y la configuración del sistema.
  - Incorporar nuevas unidades de adquisición y/o relés de protección.
3. El computador de ingeniería mantendrá en memoria el manual de operación, los planos y los catálogos del sistema de control y cada uno de sus componentes.
  4. Adicionalmente el computador portátil de ingeniería permitirá la conexión directa, vía el puerto serial RS 232 frontal de cada uno de los equipos que reportan o integran el sistema de control numérico.

#### **6.8.1.6. COMPUTADORA PARA EL SISTEMA DE GESTION.**

1. La función de gestión de protecciones será independiente del sistema de control numérico.
2. El computador será del tipo portátil que se conectará en el pupitre de mando e ingeniería a través de un terminal adecuado para integrarse al bus del sistema de gestión de protecciones.
3. El computador de gestión del sistema permitirá por conexión directa cada equipo individual o a través del bus del sistema de gestión de protecciones:
  - Parametrizar los relés de protección.
  - Operar los equipos de alta tensión a los que brinde respaldo parcial el equipo de protección intervenido.
  - Colocar ajustes.
  - Incorporar nuevas funciones y/o desarrollar lógicas especiales de operación.
  - Visualizar los ajustes y parametrización actual.
  - Extraer reportes de la secuencia de eventos almacenados.
  - Desplegar las magnitudes de medidas eléctricas.
  - Extraer, manipular y desplegar los registros de falla.
  - Pruebas con software y/o automáticas.
  - Operación de los dispositivos de inyección secundaria programables.

- Almacenamiento en memoria de los catálogos de operación de los equipos y planos de los esquemas.
  - Adicionalmente este computador permitirá la conexión directa, vía puerto serial RS 232 frontal de cada uno de los relés de protección.
4. El bus del sistema de gestión de protecciones tendrá un modem que en vía un enlace de microondas o de fibra óptica que permita efectuar todas estas funciones a distancia.

#### **6.8.1.7. PUPITRE DE MANDO.**

En la casa de mando deberá instalarse un pupitre o mesón de mando central en que se colocarán, ergonómicamente dispuestos y con suficiente espacio para trabajos simultáneos en el interfaz hombre-máquina, terminales de ingeniería del control numérico y en los de gestión de protecciones y de facturación.

Adicionalmente, alojará las impresoras a tinta de alta calidad y resolución que permitan imprimir todos los reportes y tablas asociados que pueda requerir el operador así como los diagramas y planos, hasta en formatos A2, almacenados en los diferentes computadores.

El pupitre dispondrá de una unidad inversora que alimenta desde los servicios auxiliares de CC de 110 Vcc para mantener en funcionamiento a las impresoras y/o computadoras, durante la pérdida parcial o temporal del suministro de auxiliares de alterna. El paso a esta alimentación de emergencia debe efectuarse de forma que no se requiera el reinicio.

El mueble del pupitre de mando central deberá ser diseñado en un material de alta calidad, resistente que mantenga su integridad y aspecto bajo las condiciones de uso y operación continua a los que se verá sometido por el personal técnico.

#### **6.8.1.8. GATEWAY.**

1. Se tendrán salidas digitales desde computadores directamente conectados al bus de proceso, que se encargarán de mantener el intercambio de información y órdenes con los despachos de O.P.S.I.S. y C.A.D.A.F.E. de acuerdo a las consideraciones realizadas previamente.
2. Ninguna contingencia simple en el sistema de control numérico generará la pérdida simultánea del interfaz hombre-máquina y los Gateway. Los

protocolos de comunicación requeridos son el DNP 3.0 respectivamente para los despachos de O.P.S.I.S. y C.A.D.A.F.E.

## **6.8.2. FUNCIONES DEL CONTROL NUMERICO.**

### **6.8.2.1. SINCRONISMO DE TIEMPO REAL.**

1. El sistema de control numérico debe tener al menos una sincronización vía satélite que mantendrá una base de tiempo real, con precisión menor o igual a un milisegundo.
2. La función de sincronización de todas las unidades integradas al control numérico podrá efectuarse a través del computador central o mediante conexiones individuales al satélite. Cuando se usa como sincronizador general al computador central del control numérico ante la indisponibilidad del pulso de sincronización satelital o del propio computador central, no se exigirá la sincronización del sistema al tiempo real pero deberá mantenerse entre todos los elementos una sincronización relativa con una desviación máxima de un milisegundo.
3. La función de sincronización en tiempo real no deberá verse afectada ante las condiciones de máxima avalancha de eventos previamente especificados.

### **6.8.2.2. MEDICION.**

La función de medición será efectuada por las unidades de adquisición de las celdas de interruptores de barra, tanto para los asociados a líneas como los asociados a transformadores, debiendo indicar con una precisión propia menor o igual al 1% los siguientes parámetros eléctricos:

1. Corriente de cada fase.
2. Voltajes de fase a tierra y entre fases.
3. Potencia instantánea activa, reactiva y aparente con indicación bidireccional.
4. Conteo de energía activa y reactiva, para efectos de verificación del balance de energía.
5. Demanda de potencia activa, reactiva y aparenta promediada en lapsos programables de 1 a 30 minutos.

Adicionalmente, se tendrá la medición de los voltajes fase a fase y fase de tierra de las dos secciones de barra, esta magnitud será

recolectada por cualquiera de las unidades de adquisición de datos que se ubiquen en la casa de mando.

Deberán incorporarse al control numérico las lecturas de temperatura y la posición del cambiador de tomas de los autotransformadores.

La función de medición de las protecciones que dan respaldo parcial a las unidades de adquisición serán similares a las solicitadas, a excepción de que no resulte obligatoria la ejecución de las asociadas a la medición de energía.

### **6.8.2.3. ENCLAVAMIENTOS.**

Se mantendrán por lo menos los enclavamientos aplicados según la norma de subestaciones normalizadas de C.A.D.A.F.E., adicionalmente debe incorporarse lo siguiente:

1. Bloqueo de la operación del interruptor de la celda cuando los seccionadores estén en viaje o no hayan alcanzado la posición definitiva de cerrado o abierto.
2. Bloqueo del cierre de la cuchilla de puesta a tierra de las líneas por detección de tensión de punta.

Cuando se produzca la falla de la unidad de adquisición asociada a una celda se podrán perder los enclavamientos intercelda, (operación del seccionador de línea) pero a través del dispositivo encargado de la función de respaldo deberán mantenerse los enclavamientos básicos entre el interruptor y los seccionadores asociados, sin embargo resulta deseable que también se mantuvieran los enclavamientos intercelda.

En operación normal los enclavamientos intercelda no dependerán de la unidad central del control numérico, pero para la función de respaldo entre indisponibilidad de la unidad de adquisición se acepta esta dependencia para mantener el enclavamiento interceldas.

### **6.8.2.4. VERIFICACION DE SINCRONISMO.**

Las órdenes de cierre manual locales o remotas, a todos los niveles, serán verificados desde el punto de vista de la condición del sincronismo entre las tensiones aplicadas en cada terminal del interruptor en operación, de acuerdo a lo siguiente:

1. Verificación de la diferencia de ángulo de cierre, de tensión y frecuencia con un permisivo de cierre que actúe de acuerdo ajustes independientes para cada uno de los parámetros. Los rangos de ajuste de cada parámetro deben ser suficientemente amplios.
2. Lógica de selección de la tensión de referencia para verificación de sincronismo de los terminales del interruptor cuya tensión no es fija sino dependiente de la configuración de la subestación, por ejemplo, para esquema de interruptor y medio se define por la posición abierta o cerrada de los seccionadores de línea y celdas de la bahía. En lo posible esta lógica se deberá mantener para la condición de indisponibilidad de la unidad de adquisición asociada al interruptor en operación, en caso de que no resulte factible el dispositivo que asuma la función de respaldo parcial deberá permitir al menos un cierre con verificación del sincronismo cuando la configuración operativa de la bahía sea la normal o se mantenga tensión cero en uno de los terminales.
3. El cierre del interruptor se producirá sin verificación del sincronismo cuando la tensión en uno de los terminales sea cero.
4. Se podrá programar la secuencia de operación del interruptor de forma que el cierre sólo progrese cuando se tengan tensiones en ambos terminales, en uno en específico o en ninguno de los terminales del breaker de operación.
5. En el despliegue del interfaz hombre-máquina se requiere una indicación de las condiciones de sincronismo previas al cierre de cualquier interruptor que haya sido seleccionado para operación manual.

#### **6.8.2.5. AUTOSUPERVISION Y DIAGNOSTICO.**

Los equipos a microprocesadores deberán poseer un sistema de Autosupervisión que cubra todo el hardware y software.

En caso de que se tengan porciones no cubiertas, las mismas deberán ser claramente definidas y recomendar las pruebas y la frecuencia con que deben aplicarse para mantener la disponibilidad del equipo. La Autosupervisión debe incorporar en lo posible las entradas analógicas y los convertidores analógicos/ digitales mediante verificación de plausibilidad de las entradas y/o inyecciones periódicas de ondas con valores conocidos. En todo caso, la función de autosupervisión no podrá desmejorar en forma alguna el comportamiento solicitado a los equipos muy especialmente cuando se trate de relés de protección.

El Autodiagnóstico deberá emitir un reporte que permita tipificar y localizar la falla, al tiempo que deben emitir señales de alarma que serán recibidas en el Control Numérico y/o Sistema de Gestión respectivo. En el caso de la UAD, una alarma de indisponibilidad o mal funcionamiento del equipo el Control Numérico se reconfigurará automáticamente para que entre en operación la función de respaldo parcial del control que podrá estar dado por otra UAD o un relé de protección, según sea el caso.

#### **6.8.2.5. PROTOCOLOS DE COMUNICACION.**

Los protocolos usados en las diferentes aplicaciones deben ser del tipo “abierto” de acuerdo a lo definido por las normas IEC 870-5 o UCA. Los protocolos de las UAD y relés de protección de los elementos principales de la red de alta tensión deberán integrarse directamente al bus de proceso del control numérico, sin que se permita el uso de convertidores de protocolos. El equipamiento de protección y control de los niveles de media tensión podrían incorporarse al bus de proceso del control numérico a través de un convertidor de protocolo, siempre y cuando el mismo haya sido aplicado exitosamente en por lo menos diez subestaciones de características similares y no se afecte la respuesta del sistema.

El envío de la información al despacho de carga de C.A.D.A.F.E. o de O.P.S.I.S. deberá realizarse mediante la conversión del protocolo al que se defina en cada caso específico, debiendo igualmente comprobarse que se trata de un convertidor probado que no desmejore la respuesta requerida al sistema.

#### **6.9. CRITERIOS PARA LA APLICACIÓN DE NUEVOS CONCEPTOS DE UNA ARQUITECTURA INDEPENDIENTE O REDUNDANTE EN LAS NUEVAS SUBESTACIONES.**

La consideración de un sistema independiente o redundante prevé la debilidad de algunas partes de la arquitectura del sistema en su totalidad. Para el caso que nos ocupa se considerará los más importantes del sistema numérico:

##### **➤ Sistema Interfaz Hombre-Máquina (IHM).**

El IHM se considera el componente más débil de la estación y este es el computador o PC que permite la interacción entre el operador y todo lo referente al control, alarmas, medición, etc, de la subestación .

- Independiente

Aplicable en subestaciones no atendidas, en donde la operación normalmente es remota, lo que exige un enlace remoto confiable y en donde una falla del PC en la subestación no afecta el enlace.

- Redundante.

Aplicable a una subestación atendida en donde el control de la misma depende principalmente de IHM o en subestaciones no atendidas carentes de un mímico de operación a nivel de bahía.

#### ➤ **Gateway.**

Se considera que el gateway no es el componente más débil de la comunicación remota, sino el enlace de comunicación del mismo; de tal manera que se considera redundante, solamente si el enlace de comunicación también es redundante. Su aplicación es para subestaciones no atendidas y cuyo control es solamente controlada remotamente, constituyéndose este control de alta importancia para el mando de la subestación.

#### ➤ **Bus entre bahías.**

El bus entre bahías es el componente del sistema de más alta confiabilidad. Su redundancia solamente se justifica cuando exista Gateway o computador de estación redundante y en este caso se recomienda que los canales de comunicación se instalen en rutas diferentes.

### **7.- RELÉS DE SOBRECORRIENTE.**

Es un dispositivo, usado generalmente en equipos, donde se requiere limitar a valores preestablecidos la corriente eléctrica durante un tiempo. Tiene aplicación principal en sistemas de baja o media tensión, como son:

- Salidas de 13.8 y 34.5 KV.
- Alimentadores principales de barras de 13.8 y 34.5 KV.
- En transformadores de Potencia, como protección de respaldo.
- Líneas radiales a 115 KV.

La función primordial consiste en la medición permanente de corriente de un circuito en particular, a fin de compararlo con los valores de ajuste y establecer si existe una condición de elevados niveles de corriente producto de una falla por cortocircuito o sobrecarga del sistema.

**Características:** El relé se compone de dos (02) unidades de medida que son:

- **Unidad Instantánea;** con la cual el relé, al detectar un valor de corriente superior al ajustado en esta unidad, actúa inmediatamente, enviando una orden de apertura al interruptor asociado
- **Unidad Temporizada;** con la cual el relé va a detectar un valor de corriente superior o igual al ajustado esperara un tiempo (prefijado) para luego enviar una orden de apertura al interruptor asociado.

#### **Las unidades temporizabas pueden ser de dos tipos:**

**a.- Unidad de tiempo definido:** En donde el tiempo de actuación es independiente del nivel de cortocircuito, es decir, para cualquier valor de corriente el valor siempre va ser el mismo (tiempo prefijado).

**b.- Unidad de tiempo inverso:** En donde el tiempo de actuación va a depender del valor de corriente de cortocircuito y la Curva Característica (Dial, etc) elegida.

Las Curvas Características, son todas aquellas en las cuales se gráfica el tiempo versus el nivel de la corriente, en donde a mayor nivel de corriente menor será el tiempo de actuación del relé dependiendo si la curva es de los tres tipos siguientes:

**Curva inversa** (protección del principal de baja tensión y lado de alta de los Transformadores). Ver figura 07, # 3 y 4.

**Curva muy inversa**, (acoples de barra). Ver figura 07.# 2

**Curva extremadamente inversa** (salidas de 13.8 y 34.5 KV). Ver figura 07, # 1.

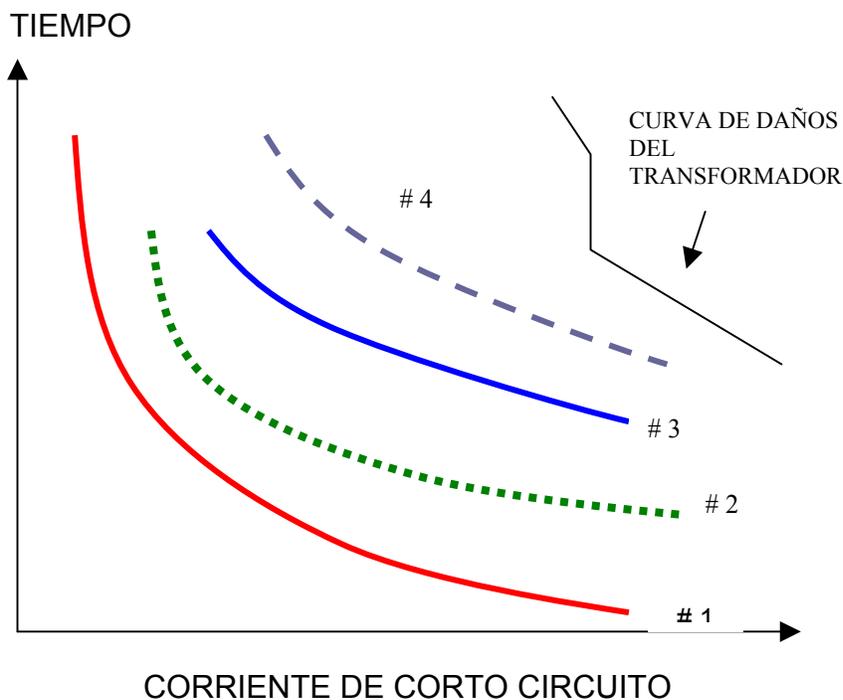


FIGURA 07.

Los relés electromecánicos solo poseen un tipo de curva, los electrónicos poseen los tres tipos pero solo se selecciona una en particular, mientras que en los relés numéricos se selecciona cualquiera de las curvas y además se realiza un respaldo con otra que puede ser diferente a la elegida originalmente.

## 8.-PROTECCION DE TRANSFORMADORES.

Los transformadores de potencia de nuestro sistema, están resguardados básicamente por un conjunto de protecciones que pueden subdividirse para su estudio como sigue:

- Protecciones internas o propias del transformador.
- Protecciones externas del transformador.

### 8.1.-PROTECCIONES INTERNAS

Son todas aquellas que instala el fabricante en el transformador, por normativas particulares o a solicitud del cliente. A continuación citaremos las más utilizadas o conocidas en el sistema de CADAFE:

**a.--Protección Buchholz:** Este es un relé que va intercalado en la tubería que une la cuba del transformador con tanque de expansión el cual actúa por acumulación de gases y por flujo violento de aceite. Este detecta fallas incipientes en el transformador con descargas parciales las cuales producen gases.

**b.--Protección Sobrepresión:** Es un dispositivo diseñado para aliviar sobre presiones internas en la cuba del transformador o en el C.T.B.C. ocasionadas por una falla interna, lo cual podría ocasionar un daño en la cuba o que el aceite escapara por las piezas atornilladas del tanque.

**c.--Protección Temperatura de Arrollados (Primario, Secundario, Terciario):** La función es indicar la temperatura de los devanados del transformador. Esto se logra haciendo pasar la corriente de uno de los arrollados, a través de un transformador de corriente cuyo secundario se conecta a una resistencia que calienta un bulbo termo eléctrico ubicado dentro de un depósito con aceite. Este dispositivo transmite una señal a un elemento indicador que dispone de tres o cuatro niveles topes de temperatura, normalmente usados para el arranque de ventiladores, bombas, alarma y orden de apertura.

**d.--Protección Temperatura de Aceite:** La función es verificar la temperatura del aceite del transformador, mediante un bulbo termoelectrico que se encuentra en un depósito independiente sumergido en aceite el cual está ubicado dentro de la cuba. Conectado a su vez a un elemento indicador con dos topes que indican señal de alarma y orden de apertura del interruptor.

**e.--Protección Bajo y/o Alto Nivel de Aceite Tanque Principal:** Esta protección consiste en un flotante y un indicador conectado a este.

**f.--Protección Jensen (C.T.B.C.):** Las características del Buchholz solo que ocurre en la tubería del cambiador de tomas emitiendo solo una señal de disparo.

**g.--Protección Bajo y/o Alto nivel tanque C.B.T.C.:** Igual que el punto (e) solo que ocurre el tanque del C.T.B.C.

**h.--Protección Masa-Cuba:** Toda la cuba del transformador esta aislada y solo existe un punto de conexión a tierra en el cual se instala un TC, de modo tal que permita medir las corriente que se drenan a tierra productos de descargas.

**l.--Protección rotura de Membrana:** La cuba del transformador no es hermética ya que al elevarse la temperatura el aceite se expande ocasionando presiones internas que dañan a la cuba.

**8.1.1- Señalización:** El cuadro siguiente muestra la actuación de las protecciones internas:

PROTECCIÓN	ALARMA	DISPARO	OTRO
BUCHHOLZ	X	X	
SOBRE PRESION TANQUE		X	
TEMPERATURA ARROLLADOS	X	X	X
TEMPERATURA DE ACEITE	X	X *	
NIVEL DE ACEITE TANQUE PPAL	X		X
SOBREPRESION C.T.B.C.JENSEN		X	
NIVEL DE ACEITE C.T.B.C.	X		X
MASA CUBA		X	
ROTURA DE MEMBRANA	X		X
BLOQUEO C.T.B.C.	X		X
PERDIDA DE PASO C.T.B.C.	X		X

(\*) NO RECOMENDABLE

La señalización correcta de estas protecciones en estatus de disparo, son indicativas en la mayoría de los casos de problemas internos graves en el transformador. La energización inmediata de la unidad no se debería realizar sin antes asegurarse, mediante un tren de pruebas y ensayos que nada sucedió en la parte activa del equipo; lo que nos llevaría a calificar la situación como un disparo errático. La interpretación adecuada de las señalización, lleva a evitar reenergización improcedentes que solo van a lesionar mas el transformador averiado.

## **8.2. PROTECCIONES EXTERNAS.**

Tal y como su nombre lo indica son dispositivos adicionales de protección al transformador y no forman parte del equipamiento periférico de la unidad en referencia. Entre las mas importantes y frecuentes están:

**a.--Protección Diferencial:** Son usados en equipos o circuitos, en los cuales se requiere verificar fallas internas y obtener tiempos de operación mínimos. Tiene aplicación como protección principal en sistemas de baja, media y alta tensión en transformadores, autotransformadores y reactores de potencia, motores y generadores.

La función primordial consiste en la medición permanente de las corrientes que entran y salen de un circuito o equipo en particular, utilizando el principio de que todas las corrientes que entran a un punto tienen que ser iguales o proporcionales a las que salen.

**b.--Protección de sobrecorriente:** Ver punto 5

**c.--Protección Masa Cuba:** Este es un relé de sobrecorriente con actuación instantánea. Su actuación queda sujeta al valor de corriente ajustado en el relé. Su alimentación proviene de un TC conectado en el conductor de puesta a tierra de la cuba; cuando la cuba queda sometida por cualquier causa, a una tensión, existe a través del conductor a tierra de la cuba, una circulación de corriente que es detectada por el relé y si esta supera el valor ajustado se originara la actuación de la protección.

**d.--Protección Falla a Tierra Restringida:** Esta protección se basa en el principio de la protección diferencial solo que esta considera la sumatoria de las corrientes de fase y la corriente de neutro.

**e.—Protección de Distancia:** En algunos transformadores de potencia se usan protecciones de distancia, una ubicada en el lado de alta que ve hacia el lado de baja y otra en el lado de baja que ve hacia el lado de alta y con un esquema de comunicación en sobrealcance permitido.

### 8.3. PRINCIPIO DE OPERACIÓN DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL

Durante una falla externa (Ver figura 8.3.) a la zona de la protección diferencial o en condiciones de carga la corriente  $I_{c1s}$  es igual a  $I_{c2s}$  por lo tanto  $I_o=0$ . Para una falla interna en  $f$  a la zona de la protección diferencial  $I_{f1s}$  es diferente a  $I_{f2s}$  por lo que  $I_o$  es distinto de cero, produciendo la operación del relé.

Como se puede observar éste relé es altamente selectivo ya que distingue entre fallas internas y fallas externas a su zona de operación.

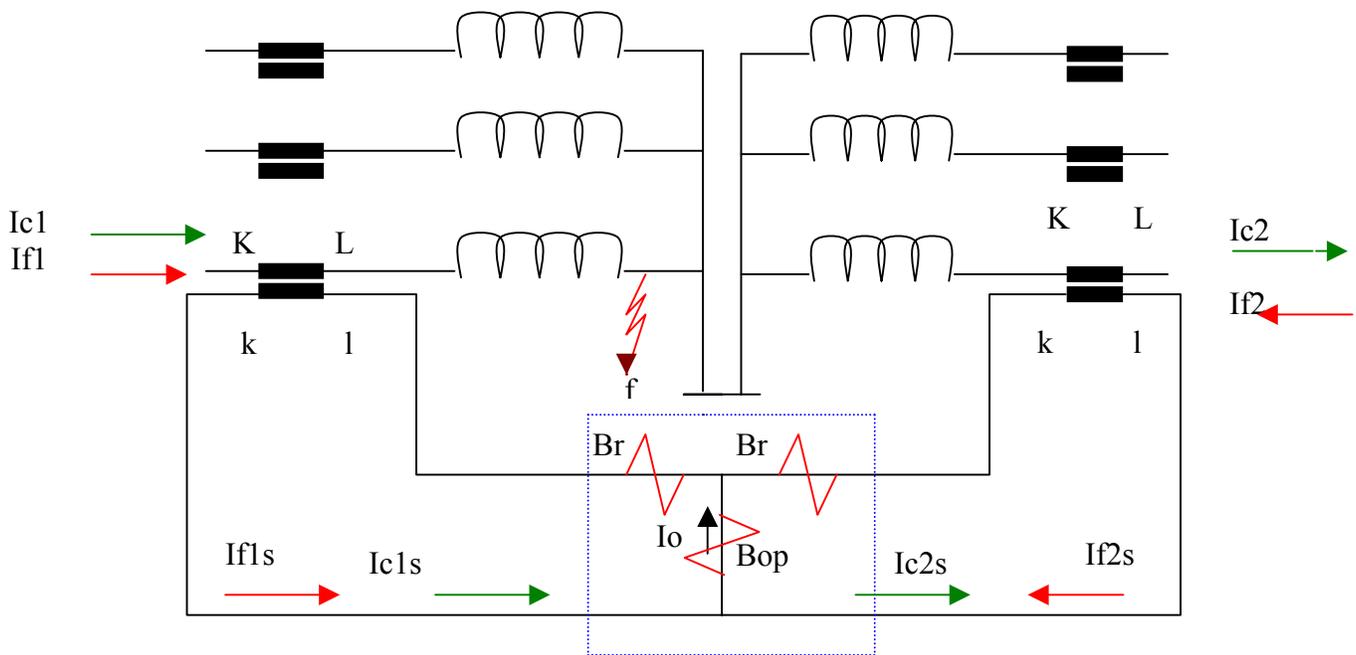
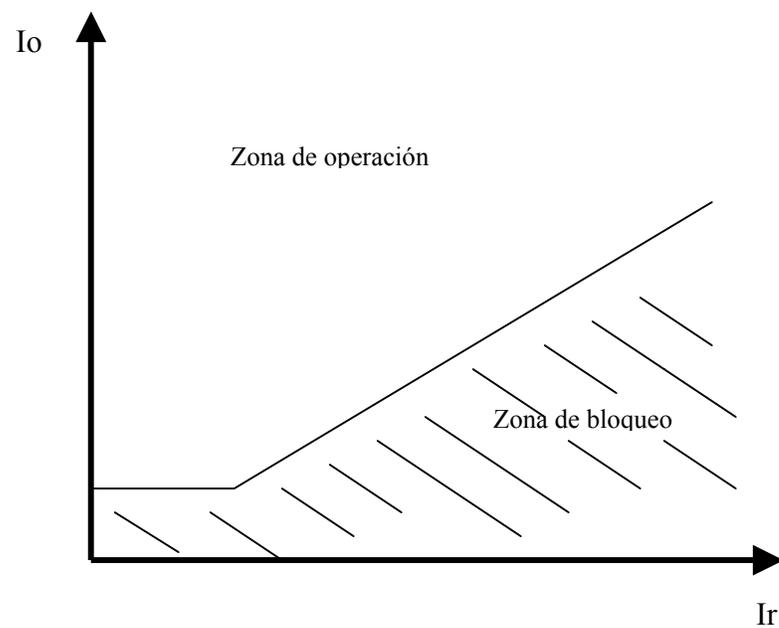


FIGURA 8.3.

Debemos tomar en cuenta que los transformadores de corriente no son exactos y es probable que por errores en los transformadores de corriente se presente una corriente  $I_o$  distinta de cero que en condiciones normales de carga o para fallas externas puede ocasionar un disparo errático. Para evitar este problema se diseñó el relé diferencial porcentual.

Este relé posee una bobina de operación (Bop) y dos bobinas de restricción (Br). La bobina de restricción produce un par resistente que se opone al par que produce la bobina de operación de tal manera que el relé va a estar sujeto a dos pares de sentidos opuestos: uno producido por la bobina de operación que tiende a operar el relé y otro producido por la bobina de restricción que tiende a impedir la operación del relé. Como resultado se obtiene la siguiente curva.



## **9.-ESQUEMAS NORMALIZADOS DE SUBESTACIONES 115, 34,5 Y 13.8 KV**

### **9.1-ESQUEMAS DE PROTECCIONES DE LÍNEAS DE 115 KV. PARA BARRA PRINCIPAL Y DE TRANSFERENCIA**

#### **➤ DESCRIPCION DEL ESQUEMA DE PROTECCION**

El esquema de protección estará compuesto por dos sistemas de protección de distancia independientes y totalmente selectivos denominados “Protección Primaria” y “Protección Secundaria”.

#### **PROTECCION PRIMARIA.**

Consistirá preferentemente de tres (3) zonas de distancia direccional, y una no direccional, incluyendo una primera zona instantánea y la segunda y tercera zonas con sobre-alcance y retardo de tiempo ajustable. El esquema deberá permitir despeje trifásico simultáneo o instantáneo en ambos terminales mediante la aplicación preferentemente de un esquema de transferencia de disparo con sub-alcance permitido y adecuado para realizar reenganche trifásico. La transferencia de disparo en ambas direcciones se realizará a través de canales de onda portadora e iniciado por la primera zona del terminal opuesto a la línea. Sin embargo dicha protección deberá ser también utilizable en esquemas de solapamiento (overlap) sin transmisión de señal o de aceleración de etapas por alta frecuencia.

La protección operará para disparo trifásico definitivo en caso de fallas permanentes o consecutivas durante el tiempo de bloqueo.

#### **PROTECCION SECUNDARIA.**

El esquema aplicado deberá actuar como respaldo para garantizar el despeje instantáneo de cualquier falla en la sección de línea protegida, para lo cual la segunda zona del relé será prolongada a través de un canal de onda portadora iniciada por la primera zona del relé en el terminal opuesto de la línea. En base a lo anterior la protección secundaria se usará con un esquema de aceleración de etapas a través de un canal de alta frecuencia con

sub-alcance permitido. Operando bajo las condiciones anteriores podrá realizar reenganche automático trifásico originando disparo trifásico definitivo al ocurrir fallas permanentes o consecutivas durante el tiempo de bloqueo.

### 9.1.1. CARACTERISTICAS DE LOS EQUIPOS DE PROTECCION.

El esquema completo de protección previsto para las salidas de línea de interconexión a incluirá los siguientes componentes:

Protección primaria.  
Protección secundaria.  
Relé de reenganche automático.

Los relés de distancia que integran la protección primaria deberán cumplir con las siguientes características:

- ✓ Las características de disparo serán del tipo MHO o característica cuadrilateral en el plano R-X, cuyos centros y radios dependerán del tipo de falla y de la impedancia de la fuente de alimentación y no del valor de la corriente de falla.
- ✓ El arranque de la protección será mediante tres (3) relés de mínima impedancia alimentados en servicio normal con tensiones entre fases y la corriente de la fase en atraso y conmutados a los valores de fase para fallas a tierra mediante relés de sobrecorriente residual.
- ✓ La característica de operación tendrá como mínimo tres (3) zonas de distancia, la última de las cuales será no-direccional. Cada etapa podrá ajustarse en forma continua entre 0,1 y 5 segundos independiente una de otra. La primera etapa será instantánea con tiempo máximo de 50 milisegundos en cualquier condición del sistema.
- ✓ El relé podrá ser utilizado en esquemas de:
  - Solapamiento (overlap) sin transmisión de señal.
  - Transferencia de disparo por alta frecuencia.
  - Aceleración de etapa.
- ✓ El esquema debe estar diseñado para permitir reenganche automático trifásico.
- ✓ Debe ser posible conectar un bloqueo contra oscilaciones de potencia.

### 9.1.2. FUNCIONES:

En esta sección se describen las funciones asociadas directamente a la protección de línea, es decir, a las protecciones primarias, secundarias y reenganche.

#### ➤ **Función K13a:**

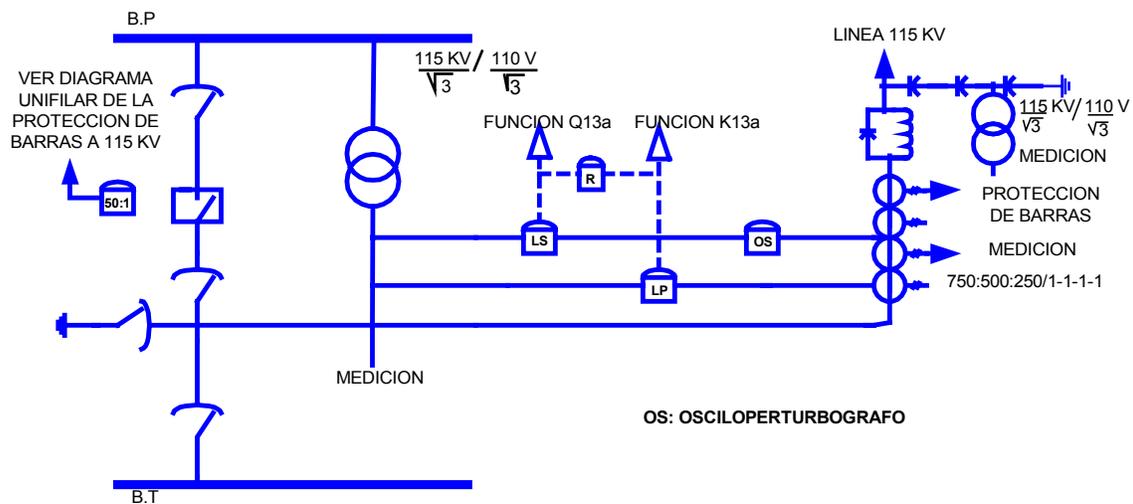
- ✓ Preparar el equipo de onda portadora para transferencia de disparos.
- ✓ Ordenar disparo instantáneo en ajuste de primera zona y efectuar reenganche rápido.
- ✓ Enviar señal de disparo al equipo de onda portadora para transferencia al terminal de línea opuesto.
- ✓ Ordenar disparo de interruptores al recibir señal de transferencia del otro extremo y al haber operación de los detectores de falla (sub-alcance permitido) y efectuar reenganche rápido.
- ✓ Ordenar disparo definitivo para fallas en segunda zona y subsiguientes de acuerdo a los retardos de tiempo ajustados para cada zona, bloqueando el reenganche en cualquier caso.
- ✓ Al dar orden de disparo deberá energizar las respectivas protecciones de respaldo contra fallas de interruptor.
- ✓ Enviar señales de la orden de disparo y la fase en falla al secuenciador de eventos y al osciloperturbógrafo.
- ✓ Enviar señal al relé de alarma mayor y al de señalización centralizada donde se identificará la salida de línea cuya protección ha operado.
- ✓ Dejar señalizaciones mecánicas indicando tipo de falla, zona de distancia, orden de disparo y recepción de señal de alta frecuencia.

#### ➤ **Función Q13a**

- ✓ Preparar el equipo de onda portadora para transferir señal de aceleración de etapa al terminal opuesto al detectar falla.
- ✓ Ordenar disparo instantáneo en ajuste de primera zona y efectuar reenganche rápido.
- ✓ Enviar señal de disparo al equipo de onda portadora para extender la primera zona del terminal opuesto sólo en casos de falla en la primera zona.

- ✓ Ordenar disparo instantáneo para fallas en la segunda etapa (extensión de la primera zona) al recibir señal de alta frecuencia del otro extremo y efectuar reenganche rápido.
- ✓ Ordenar disparo definitivo para fallas fuera de la sección protegida de acuerdo a los retardos de tiempo ajustados para la segunda y tercera zonas, bloqueando el reenganche en cualquier caso.
- ✓ Al dar orden de disparo deberá energizar las respectivas protecciones de respaldo contra falla de interruptor.
- ✓ Enviar señales de orden de disparo y la fase en falla al secuenciador de eventos y al osciloperturbógrafo.
- ✓ Enviar señal al relé de alarma mayor y a la señalización centralizada donde se identificará la salida de línea cuya protección ha operado. Esta señal será común para todas las protecciones de una línea.
- ✓ Dejar señalizaciones mecánicas indicando tipo de falla, zona de distancia, orden de disparo y recepción de señal de alta frecuencia.

### ESQUEMA DE BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA



## **9.2.-SUBESTACION RADIAL I**

Es una subestación a 115, 34.5, 13.8 KV y eventualmente 24 KV, con un máximo de cuatro (4) transformadores, con esquema de barra simple para el nivel de tensión de 115 KV, esquema de barra simple seccionada por un interruptor para el nivel 34.5 KV y esquema de barra principal con barra de transferencia para 13.8 KV.

### **9.2.1.- ESPECIFICACIONES TÉCNICAS NORMALIZADAS.**

#### **➤ Tensión de 115 KV.**

- Barra de 115 KV con capacidad de 400 amp.
- Máximo número de llegadas de línea 115 KV: 1.
- Máximo número de salidas de línea 115 KV: 1.
- Máximo número de llegadas de transformadores a barra de 115 KV:4
- Mando disyuntores: Local – Remoto.
- Mando seccionadores: Manual.

#### **➤ Tensión de 34.5 KV.**

- Barra seccionada con equipos de maniobra tipo intemperie con capacidad para 600 amp.
- Máximo número de tramos de 34.5 KV: 8.
- Máximo número de salidas de línea 34.5 KV: 6.
- Máximo número de llegadas de transformadores a barras de 34.5 KV: 2.
- Mando disyuntores: Local – Remoto.
- Mando seccionadores: Manual.

#### **➤ Tensión de 13.8 KV.**

- Barra principal con capacidad de 1200 amperios en celdas metálicas o intemperie.
- Barra de transferencia con capacidad de 600 amperios soportada en el pórtico de salidas de línea de 13.8 KV.

- Máximo número de tramos de 13.8 KV: 17.
  - Máximo número de salidas de línea 13.8 KV: 10.
  - Máximo número de llegadas de transformadores a barras de 13.8 KV: 2.
  - Máximo número de acoplamiento de barras:1.
  - Tramo de transferencia:1.
  - Salida de transformador elevador:1.
  - Máximo número de tramos de transformadores servicios auxiliares:2.
  - Mando disyuntores: Local – Remoto.
  - Mando seccionadores: Manual.

➤ **Tensión de 24 KV.**

Eventualmente dos (2) salidas de líneas de 24 KV.

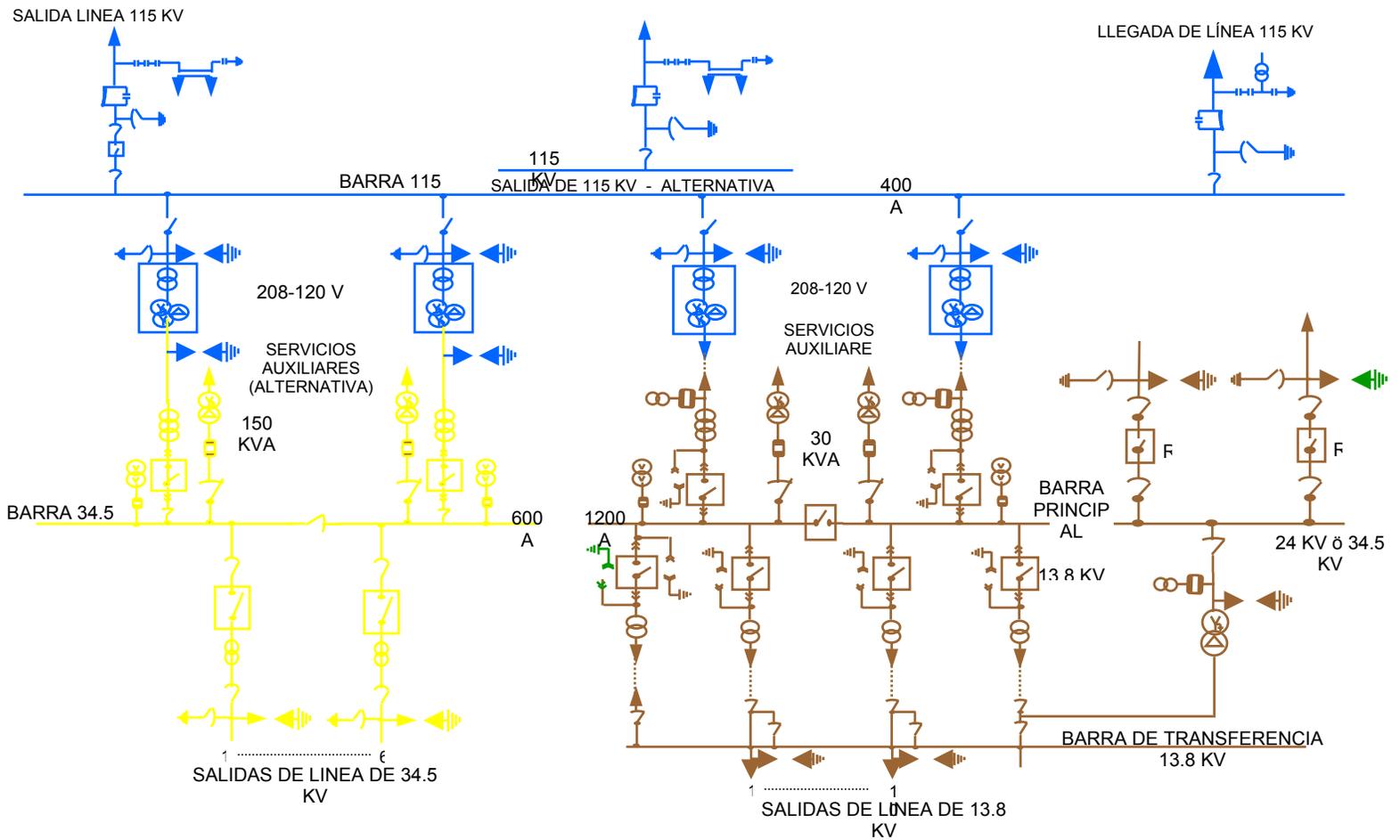
➤ **Equipos de Protección.**

- **Tensión 115 y 34.5 KV:** Localizados en gabinetes tipo intemperie individuales para cada tramo.
- **Tensión 13.8 KV:** Localizados en celdas metálicas.

➤ **Servicios Auxiliares.**

- **Corriente Continua:** Son de 110 V nominales, con una tensión mínima de 88 V, obtenida por baterías alcalinas de Nikel-Cadmio, ubicadas en un armario metálico al lado de las celdas de 13.8 KV.
- **Corriente Alterna:** Son de 208-120 V, suministrados a través de dos (2) transformadores de 30 KVA cada uno.

➤ **Diagrama Unifilar General subestación Radial I.**



### **9.3.- SUBESTACION NODAL III.**

Es una subestación con niveles de tensión de 115 KV, 34.5 KV, 13.8 KV y eventualmente 24 KV, con esquema de barra simple seccionada por un disyuntor para el nivel de 115 KV y 34.5 KV y esquema de barra principal y de transferencia para el nivel 13.8 KV.

#### **9.3.1. Especificaciones técnicas normalizadas.**

➤ **Tensión de 115 KV.**

- Barra de 115 KV, con capacidad de 600 amperios.
- Máximo número de salidas de línea 115 KV: 2.
- Máximo número de llegadas de transformadores a barra de 115 KV:4
- Mando disyuntores: Local – Remoto y con posibilidad de telemando.
- Mando seccionadores: Manual.

➤ **Tensión de 34.5 KV.**

- Una barra seccionada con equipos de maniobra tipo intemperie, con capacidad para 600 amperios.
- Máximo número de tramos de 34.5 KV: 8.
- Máximo número de salidas de línea 34.5 KV: 6.
- Máximo número de llegadas de transformadores a barras de 34.5 KV: 2.
- Mando disyuntores: Local – Remoto.
- Mando seccionadores: Manual.

➤ **Tensión de 13.8 KV.**

- Barra principal con capacidad para 1200 amperios en celdas metálicas.
- Barra de transferencia con capacidad para 600 amperios soportada en el pórtico de salidas de línea de 13.8 KV.
- Máximo número de tramos de 13.8 KV: 17.
- Máximo número de salidas de línea 13.8 KV: 10.

- Máximo número de llegadas de transformadores a barras de 13.8 KV: 2.
- Tramo de acoplamiento de barras:1.
- Tramo de transferencia:1.
- Salida de transformador elevador:1.
- Tramo para servicios auxiliares:2.
- Mando disyuntores: Local – Remoto.
- Mando seccionadores: Manual.

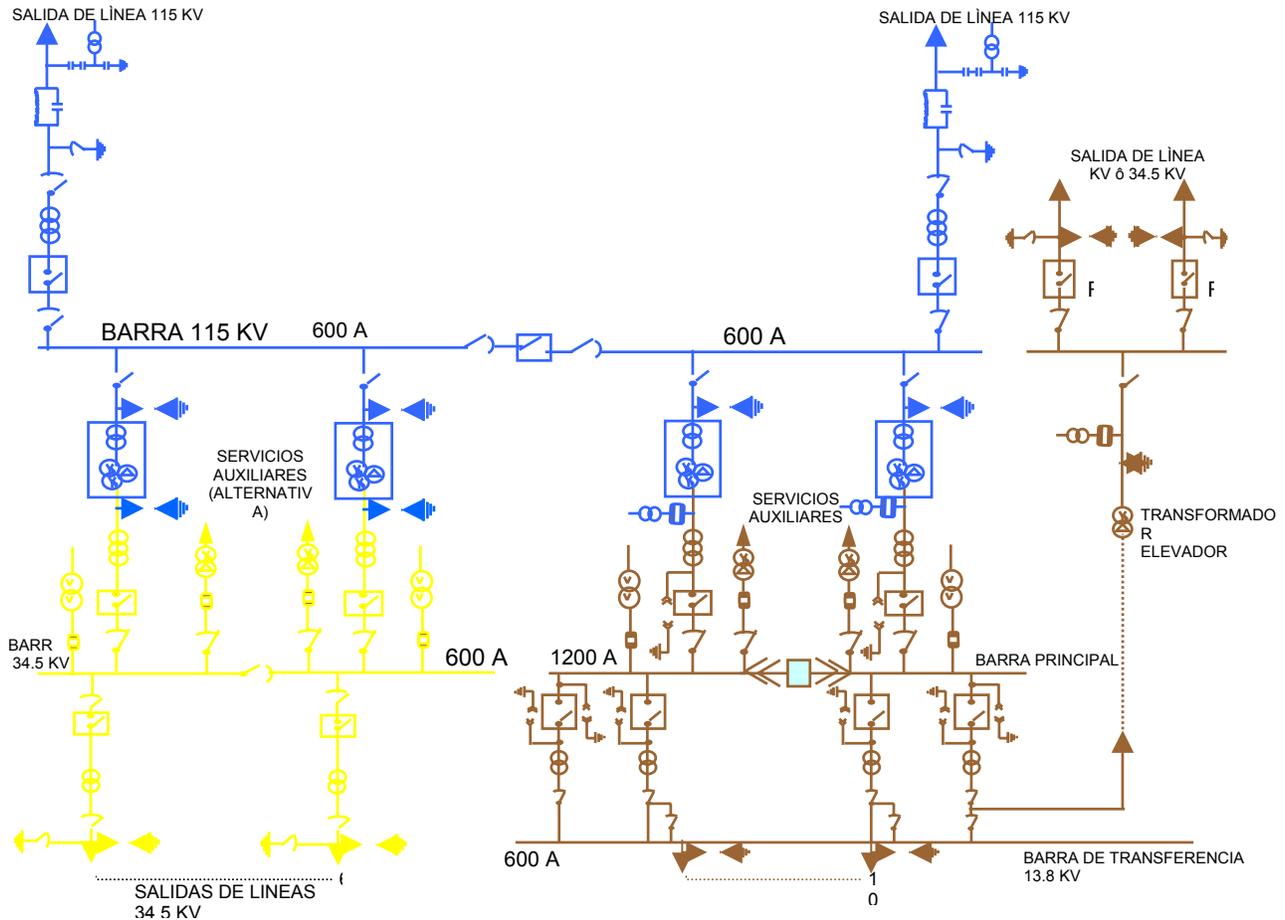
➤ **Equipos de Protección.**

- **Tensión de 115 KV:** Localizados en la sala de mando
- **Tensión de 34.5 KV:** Localizados en gabinetes tipo intemperie, individuales para cada tramo.
- **Tensión de 13.8 KV:** Localizados en las celdas metálicas.

➤ **Servicios Auxiliares.**

- **Corriente Continua:** Son de 110 V nominales, con una tensión mínima de 88 V, obtenida por baterías de plomo ácido.
- **Corriente Alterna:** Son de 208-120 V, suministrados a través de dos (2) transformadores de 75 KVA cada uno.

➤ **Diagrama Unifilar General Subestación Nodal III.**



**9.4.- SUBESTACION NODAL II (115TD)**

Es una subestación a 115, 34.5 y 13.8 KV, con esquema de barra principal y de transferencia para todos los niveles de tensión y con un máximo de seis (6) transformadores.

#### 9.4.1. Especificaciones técnicas normalizadas.

##### ➤ Tensión de 115 KV.

- Barra principal y de transferencia, con capacidad cada una para 600 amperios.
- Máximo número de tramos de 115 KV: 9.
  - Máximo número de salidas de línea 115 KV: 5.
  - Máximo número de salidas de transformadores: 3.
  - Tramo de transferencia 115 KV:1.
- Mando disyuntores: Local – Remoto desde la sala de mando.
- Mando seccionadores: Manual.

##### ➤ Tensión de 34.5 KV.

- Barra principal y de transferencia, con capacidad cada una para 600 amperios.
- Máximo número de tramos de 34.5 KV: 8.
  - Máximo número de salidas de línea 34.5 KV: 6.
  - Máximo número de llegadas de transformador a barra de 34.5 KV:2.
- Mando disyuntores: Local – Remoto desde la sala de mando.
- Mando seccionadores: Manual.

##### ➤ Tensión de 13.8 KV.

- Barra principal con capacidad para 1200 amperios en celdas metálicas.
- Barra de transferencia con capacidad para 600 amperios soportada en el pórtico de salida.
- Máximo número de tramos de 13.8 KV: 18.
  - Máximo número de salidas de línea 13.8 KV: 12.
  - Máximo número de llegadas de transformadores a barras de 13.8 KV: 3.
  - Máximo número de acoplamiento de barras:2.
  - Disyuntor de transferencia:1.
  - Tramo para servicios auxiliares:2.

- Mando de disyuntores: Local – Remoto desde la casa de mando.
- Mando seccionadores: Manual.

➤ **Equipos de Protección.**

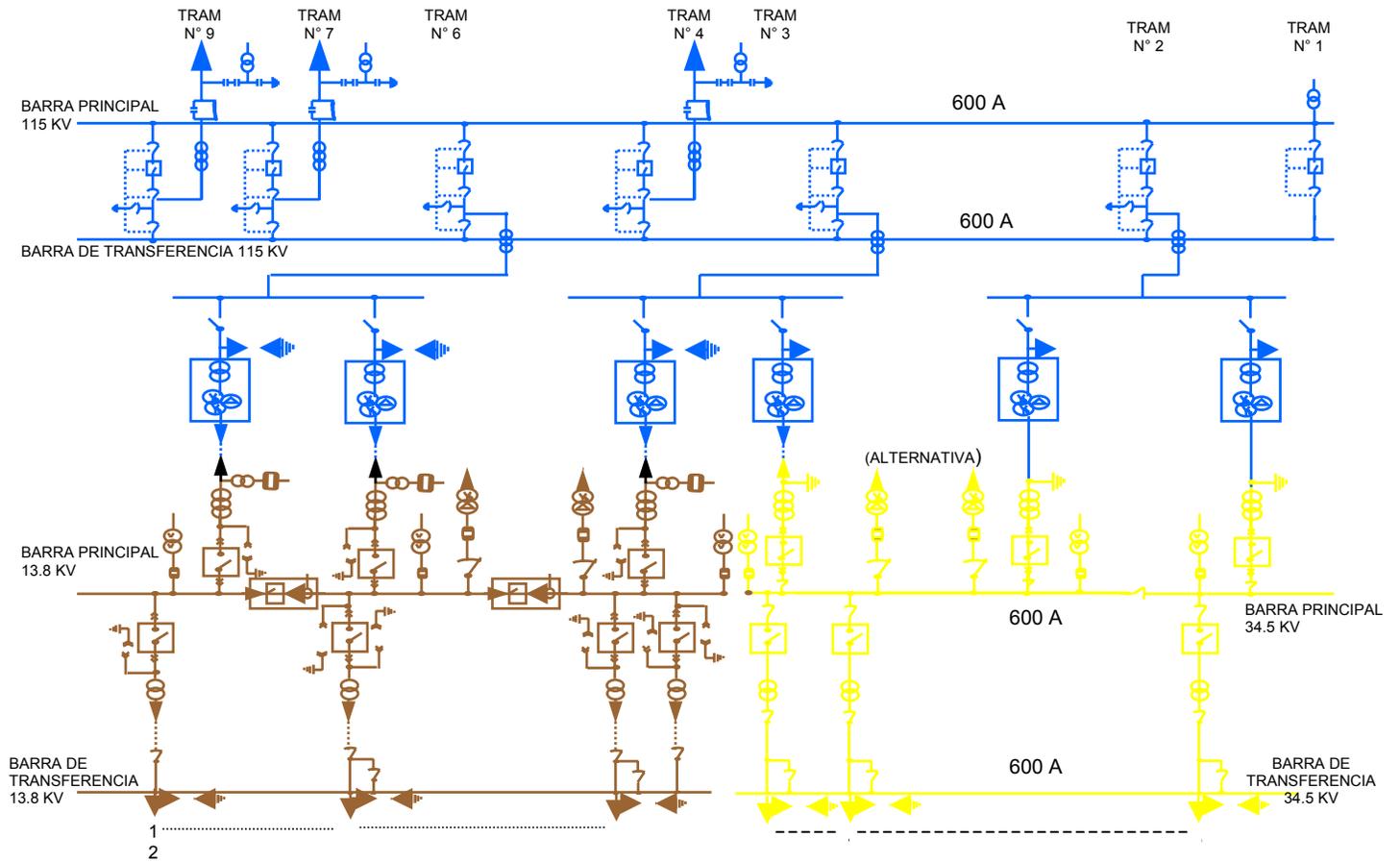


- Tensión de 115 KV: Localizados en la sala de mando.
- Tensión de 34.5 KV: Localizados en gabinetes tipo intemperie, individuales para cada tramo.
- Tensión de 13.8 KV: Localizados en las celdas metálicas.

➤ **Servicios Auxiliares.**

- Corriente Continua: Son de 110 V nominales, con una tensión mínima de 88 V, obtenida por baterías estacionarias de plomo - ácido.
- Corriente Alterna: Son de 208-120 V, suministrados a través de dos (2) transformadores de 150 KVA cada uno.

## Diagrama Unifilar General Subestación Nodal II



## **9.5 SISTEMA DE CONTROL Y SISTEMAS DE ALARMA PARA SUBESTACIONES CON NIVELES DE TENSION DE HASTA 115 KV (NODALES II Y III Y RADIALES I Y II).**

### **INTRODUCCION:**

Para el proyecto del sistema general de control y el sistema de alarmas de este tipo de subestación, deberá considerarse en primer término las siguientes consideraciones:

- a. Subestación atendida con operador.
- b. Subestación atendida remotamente.
- c. Subestación no atendida.

Los sistemas generales de control y los sistemas de alarmas, para cada uno de los tipos de subestación indicados deberán cumplir con los requerimientos que a continuación se describen.

### **9.5.1. SISTEMA GENERAL DE CONTROL:**

#### **➤ Subestación atendida con operador:**

El control de estas subestaciones se realiza desde la sala de mando de la casa de mando de la subestación.

Los interruptores de 115 KV serán operados desde la casa de mando, mediante llaves del tipo “gire” y “empuje”.

Los seccionadores de 115 KV tendrán indicación en los tableros de control mediante relés tipo semáforo.

Todos los interruptores de 115 KV deberán poseer un selector de mando “Local-Remoto” localizado en el gabinete de control del interruptor. La posición “Local” corresponde al mando eléctrico desde el gabinete de control, la posición “Remoto” se refiere al mando a distancia desde la casa de mando de la subestación.

El mando de los interruptores de 34.5 KV y 13.8 KV tipo intemperie, será efectuado eléctricamente desde el gabinete de control de cada uno de ellos. Este gabinete contendrá la llave de mando, la cual será del tipo de tres posiciones, con una posición normal intermedia y dos posiciones laterales para “abrir o cerrar”. En este

gabinete se indicarán mediante señales luminosas la posición del interruptor. Una luz roja indicará que el interruptor está cerrado y una luz verde que está abierto.

El mando de los interruptores de 34.5 KV y 13.8 KV alojados en celdas metálicas, será efectuado eléctricamente desde el perfil frontal de cada celda mediante una llave de mando del tipo de tres posiciones, de características idénticas a las utilizadas para los mandos de los interruptores de 34.5 KV y 13.8 KV tipo intemperie.

Para el control de las salidas de líneas de 34.5 KV y 13.8 KV se deberá hacer uso de las llaves de selección del reenganche de dos posiciones “Automático” y “No Automático”, la cual deberá desconectar el reenganche antes de cualquier orden de cierre o apertura.

Los seccionadores de 115 KV serán de operación manual desde el piso con mando mecánico y poseerán indicación de posición en el tablero de control de la casa de mando. Los seccionadores de 34.5 KV y 13.8 KV serán puestos en su posición correcta manualmente por el operador.

Los transformadores de potencia con cambiadores de toma bajo carga deberán ser operados desde su gabinete de regulación. Deberá existir una llave selectora del tipo de mando “Manual” ó “Automático” y otra llave selectora del tipo de operación “Individual” ó “Paralelo”.

En aquellas subestaciones que dispongan de barra de transferencia, se deberá prever en los tableros de control un conmutador en cada interrupción el cual permitirá una sola transferencia al mismo tiempo.

Al pasar la llave correspondiente a un tramo en transferencia, se transfieren las polaridades y las ordenes de disparo y cierre al interruptor de transferencia y se da una orden de apertura al interruptor transferido. La llave no podrá ser extraída en posición de transferencia.

Para el sistema de sincronización se utilizara en cada salida de línea un relé sincronizador, ubicado en el tablero de protección de la salida de línea correspondiente, en la casa de mando. Este relé será alimentado permanentemente desde los transformadores de tensión de barras y salidas de líneas de 115 KV y verificará las condiciones de

sincronismo de la red antes de cerrar cualquiera de los interruptores de salida de línea.

Un contacto auxiliar del relé estará en serie con el circuito del mando del interruptor correspondiente para cumplir la siguiente función:

- Verificar continuamente la diferencia de tensiones entre las barras y el tramo correspondiente.
- Los interruptores no podrán ser cerrados a menos que la tensión de barras y la del tramo correspondiente estén sincronizadas.
- En caso de faltar tensión en la barra cualquiera de los interruptores podrá ser cerrado.
- En caso de faltar tensión en una línea el interruptor correspondiente a ese tramo puede ser cerrado.

➤ **Subestación atendida remotamente:**

El control de estas subestaciones se realizará desde un centro remoto mediante un sistema de telemando centralizado. Por lo tanto, se deberá prever espacio en las borneras para incorporar sin dificultades la indicación “Abierto” ó “Cerrado” de todos los interruptores de 115 KV así como también las órdenes de cierre y apertura de los interruptores a ser telemandados. En general únicamente serán telemandados todos los interruptores y las salidas de líneas a 115 KV.

Los interruptores de 115 KV serán operados desde la casa de mando, mediante llaves del tipo “Gire y “Empuje”.

Los interruptores de 115 KV deberán poseer un selector de mando eléctrico “Local-Remoto” localizado en el gabinete de control; la posición “Remoto” se refiere al mando a distancia desde la casa de mando de la subestación y desde el punto de telemando, la posición “Local” corresponde al mando eléctrico desde el gabinete de control.

El diseño del sistema de control de la subestación debe ser previsto para incorporar dos selectores de mando “Subestación”, “Telemando” de forma tal que la subestación no pueda ser operada simultáneamente desde la casa de mando y desde un extremo remoto. En la posición “Subestación” la subestación opera como una del tipo “atendida con operador”.

El mando de los interruptores de 34.5 KV y 13.8 KV tipo intemperie, será efectuado eléctricamente desde el gabinete de control de cada uno de ellos. Este gabinete contendrá la llave de mando, la cual será del tipo de tres posiciones, con una posición intermedia y dos posiciones laterales para “Abrir y Cerrar”. En este gabinete se indicara mediante señales luminosas la posición del interruptor. Una luz verde indicará que el interruptor está abierto y una luz rojo indicará que el interruptor está cerrado.

El mando de los interruptores de 34.5 KV y 13.8 KV alojados en celdas metálicas, será efectuado eléctricamente desde el perfil frontal de cada celda mediante una llave de mando del tipo de tres posiciones, de características idéntica a las utilizadas para los mandos de los interruptores de 34.5 KV y 13.8 KV tipo intemperie.

Para el control de los interruptores de las salidas de línea de 34.5 KV y 13.8 KV se deberá hacer uso de llaves de selección del reenganche automático de dos posiciones “Automático” y “No Automático”, la cual deberá desconectar el reenganche antes de cualquier orden de cierre o apertura.

Los seccionadores de 115 KV serán de operación manual desde el piso con mando mecánico y poseerán indicación de posiciones en el punto de control remoto (Tele indicación) y en el tablero de mando de la casa de mando. Los seccionadores de 34.5 y 13.8 KV serán puestos en su posición correcta manualmente por el operador.

Los transformadores de potencia con cambiadores de tomas bajo carga deberán ser operados desde su gabinete de regulación. Deberá existir una llave selectora del tipo de operación “Individual” ó “Paralelo” y otra llave selectora del tipo de mando “Manual” ó “Automático”.

Se deberá prever la teleseñalización al centro remoto de la toma en operación, tanto para los autotransformadores de potencia como los transformadores de potencia. En aquellas subestaciones que dispongan de barras de transferencia, se deberá prever en los tableros de control un conmutador en cada interruptor, el cual permitirá una sola transferencia al mismo tiempo al pasar la llave correspondiente a un tramo en transferencia, se transfieren las polaridades y las ordenes de disparo y cierre al interruptor de transferencia y se da una orden de apertura al interruptor transferido. La llave no podrá ser extraída en posición de transferencia.

Para el sistema de sincronización en 115 KV se utilizará en cada salida de línea un relé sincronizador, ubicado en el tablero de protección de las salidas de línea de 115 KV correspondiente en la casa de mando. Este relé será alimentado permanentemente desde los transformadores de tensión de barras y salidas de línea 115 KV y verificará las condiciones de sincronismo de la red antes de cerrar uno cualquiera de los interruptores de salida de línea.

Un contador auxiliar de relé, estará en serie con el circuito de mando del interruptor correspondiente para cumplir la siguiente función:

- Verificar continuamente la diferencia de tensiones entre las barras y el tramo correspondiente.
- Los interruptores no podrán ser cerrados a menos que la tensión de barras y la tensión del tramo correspondiente estén sincronizadas.
- En caso de faltar tensión en la barra cualquiera de los interruptores podrá ser cerrado.
- En caso de faltar tensión en una línea el interruptor correspondiente a este tramo puede ser cerrado.

➤ **Subestación no atendida:**

El control de estas subestaciones se efectuará desde el gabinete de control ubicado en el patio de la subestación.

El mando de los interruptores de 115 KV, 34.5 KV y 13.8 KV tipo intemperie, será efectuado eléctricamente desde el gabinete de control de cada uno de ellos. Este gabinete contendrá la llave de mando, la cual será del tipo de tres posiciones, con una posición normal intermedia y dos posiciones laterales para "Abrir y Cerrar". En este gabinete se indicará mediante señales luminosas la posición del interruptor. Una luz rojo indicará que el interruptor está cerrado y luz verde indicará que el interruptor está abierto.

El mando de los interruptores de 34.5 KV y 13.8 KV alojados en celdas metálicas, será efectuado eléctricamente desde el perfil frontal de cada celda mediante una llave de mando del tipo de tres posiciones, de características idénticas a las utilizadas para los mandos de los interruptores de 34.5 KV y 13.8 KV tipo intemperie.

Para el control de las salidas de línea de 34.5 KV y 13.8 KV se deberá hacer uso de llaves de selección del reenganche automático de dos posiciones “Automático” y “No Automático”, la cual deberá desconectar el reenganche antes de cualquier orden de cierre o apertura.

Los transformadores de potencia con cambiadores de tomas bajo carga deberán ser operados desde su gabinete de regulación. Deberá existir una llave selectora del tipo de mando “Manual” ó “Automático” y otra llave selectora del tipo operación “Individual” ó “Paralelo”.

#### **9.5.2. SISTEMA DE ALARMA:**

##### **➤ Subestación atendida con operador:**

El sistema de alarma de este tipo de subestación operará como sigue:

El relé que detecta la falla y da origen a la alarma debe dejar indicación mecánica de su actuación mediante un relé auxiliar de sello y tarjeta, y además, mediante un contacto auxiliar, dará indicación de su actuación a un relé de alarma centralizada el cual a su vez con un relé de sello y tarjeta señala el conjunto fallado. Mediante otro contacto auxiliar, el relé que detecta la falla dará la señal correspondiente al relé de alarma mayor ó menor, de acuerdo con la importancia de la falla.

Las funciones descritas podrán ser realizadas por el relé que detecta la falla mediante un contacto auxiliar y relés auxiliares.

Se considera alarmas mayores todas las alarmas que producen un disparo de un equipo de alta tensión y falta de corriente continua, y alarmas menores aquellas que no producen la salida de servicio de un equipo.

El relé de alarma mayor dará una orden a una corneta que funcionará a régimen continuo, mientras dure la alarma.

El relé de alarma menor, dar una orden a un timbre que funcionará a régimen continuo, mientras dure la alarma.

El tablero de alarmas estará ubicado en el tablero de control de la casa de mando.

En este tablero se instalarán los relés de señalización centralizada y los relés de alarma mayor y menor.

La utilización de las alarmas será determinada para cada subestación eléctrica en particular.

➤ **Subestación atendida remotamente:**

El sistema de alarma de este tipo de subestación operará como sigue:

El relé que detecta la falla y da origen a la alarma debe dejar indicación mecánica de su actuación mediante un relé auxiliar de sello y tarjeta y además, mediante un contacto auxiliar, dará indicación de su actuación a un relé de alarma centralizada el cual a su vez con un relé de sello y tarjeta señala el conjunto fallado. Mediante otro contacto auxiliar, el relé que detecta la falla dará la señal correspondiente al relé de alarma mayor ó menor, de acuerdo con la importancia de la falla.

Las funciones descritas podrán ser realizadas por el relé que detecta la falla mediante un contacto auxiliar y relés auxiliares.

Se considera alarmas mayores todas las alarmas que producen un disparo de un equipo de alta tensión y falta de corriente continua, y alarmas menores aquellas que no producen la salida de servicio de un equipo.

El relé de alarma mayor dará una orden a una corneta que funcionará a régimen continuo, mientras dure la alarma.

El relé de alarma menor, dará una orden a un timbre que funcionará a régimen continuo, mientras dure la alarma.

Los relés de alarmas mayor y menor tendrán un contacto seco, normalmente abierto, donde se transmitirá la señal de alarma al equipo de comunicaciones, con excepción de la alarma de falta de tensión en la batería que irá directamente al equipo de comunicaciones.

El tablero de alarmas estará ubicado en el tablero de control de la casa de mando.

En este tablero se instalarán los relés de señalización centralizada y los relés de alarma mayor y menor.

La utilización de las alarmas será determinada para cada subestación eléctrica en particular.

➤ **Subestación no atendida:**

El sistema de alarma de este tipo de subestación operará como sigue:

El relé que detecta la falla y da origen a la alarma debe dejar indicación mecánica de su actuación mediante un relé auxiliar de sello y tarjeta y además, mediante un contacto auxiliar, dará indicación de su actuación a un relé de alarma centralizada el cual a su vez con un relé de sello y tarjeta señala el conjunto fallado. Mediante otro contacto auxiliar, el relé que detecta la falla dará la señal correspondiente al relé de alarma mayor ó menor, de acuerdo con la importancia de la falla.

Las funciones descritas podrán ser realizadas por el relé que detecta la falla mediante un contacto auxiliar y relés auxiliares.

Se considera alarmas mayores todas las alarmas que producen un disparo de un equipo de alta tensión, y alarmas menores aquellas que no producen la salida de servicio de un equipo.

El relé de alarma mayor dará una orden a una corneta que funcionará a régimen continuo, mientras dure la alarma.

El relé de alarma menor, dará una orden a un timbre que funcionará a régimen continuo, mientras dure la alarma.

Los relés de señalización centralizada y los relés de alarma mayor y menor estarán alojadas en un gabinete tipo intemperie, en el patio de la subestación. Se deberá prever relés de tiempo para que la sirena o el timbre dejen de funcionar después de un tiempo prefijado.

La utilización de las alarmas será determinada para cada subestación eléctrica en particular.

## 10.- PROTECCIONES DE DISTANCIA

Las Protecciones de Distancia son usadas en sistemas enmallados de transmisión y distribución que son alimentados desde varios puntos. También se suelen utilizar como respaldo de autotransformadores

### 10.1.- PRINCIPIOS BASICOS DE MEDICION

El método más fácil para determinar fallas en una línea es midiendo la impedancia desde el punto donde hay un relé hasta donde ocurrió la falla.

La impedancia medida es proporcional a la distancia entre el relé y el punto de falla, de aquí que los relés que midan impedancia se denominan relés de distancia y esto lo hacen chequeando constantemente los parámetros de tensión y corriente.

#### **Arranque:**

Tiene por objeto detectar estados de falla en la red, seleccionar las magnitudes de las fases afectadas, guiarlos al sistema de medición y producir el arranque de los temporizadores de etapas.

#### **Arranque por Sobrecorriente:**

Cuando se detecta un estado de sobrecarga en el sistema (tensiones nominales con corrientes de carga superiores a los permitidos en la red).

#### **Arranque por Sub-impedancia:**

Cuando se detecta una condición de falla en la red, lo cual significa altas corrientes con una condición de caída de voltaje en la fase fallada. La medición de la direccionalidad se efectúa con los vectores de tensión.

La elección de la tensión de la fase que presenta defecto como tensión de referencia tiene la desventaja que en caso de producirse un corto circuito franco muy próximo en los que la tensión de referencia puede llegar a ser muy pequeña con lo cual, la determinación de la dirección resulta inseguro.

Para garantizar una adecuada medición de la direccionalidad de la falla se toma además de la corriente cortocircuito una tensión completada que seguirá presente aun cuando la tensión de cortocircuito se haya extinguido completamente.

Por ejemplo para fallas a tierra la tensión es la compuesta opuesta de la fase que presenta el defecto (corriente  $I_R$  se selecciona  $V_s - V_t$ ).

Para fallas bifásicas sin contacto a tierra es la tensión de fase opuesta a la de las fases que presentan defecto (corriente  $I_{RS}$  se selecciona  $V_t-V_R$ ).

El relé selecciona estas tensiones de referencia de acuerdo al tipo de perturbación o falla en la red.

En el caso de fallas trifásicas a tierra cerca donde se encuentran ubicados los relés; donde existe la posibilidad de perder la medición de la direccionalidad se cuenta con un módulo o tarjeta memorizadora de tensiones la cual mantiene las tensiones con frecuencia de la red y posición de fase correcta por un lapso de tiempo suficientemente como para poder realizar la determinación de la dirección.

## 10.2.- AJUSTE DE ETAPAS Y TIEMPO

En las Protecciones de Distancia podemos identificar varias etapas de impedancia las cuales, en general cuatro, que explicaremos a continuación.

A continuación se presentan los ajustes típicos y criterios usados en las Líneas de Transmisión de la Red de CADAFE para Líneas no compensadas y Líneas Compensadas (Líneas con Capacitores Serie), sin embargo estos valores pueden variar según las características y condiciones del Sistema.

### 10.2.1 PARA LINEAS NO COMPENSADAS

Para los ajustes de las Etapas tenemos los siguientes criterios:

**1era. Etapa:** 80% a 85% de la longitud de la línea  $top= inst.$

**2da. Etapa:** 100% de la línea + 20% de la siguiente mas corta  
 $top=300$  ó  $400$  mseg.

**3era.Etapa:** 100% de la línea + 100% de la siguiente mas corta  
 $top=1,2$  ó  $1,5$  seg.

**Arranque :**  $1,3 \times 3era. Etapa$ ,  $top=2.0$  ó  $3.0$  seg.

**La 1era. Etapa:** se ajusta entre el 80 y 85% de la línea a proteger esto para evitar disparos no selectivos en caso de ocurrir fallas en la barra o muy cercana a la salida de otras líneas en la S/E opuesta (Ver Fig. 10.2).

Este porcentaje de ajuste es el recomendado, con el cual, se cubren los errores de los transformadores de Medida, errores en los equipos de protección y errores en los mismos cálculos de la impedancia de la línea.

**La 2da. Etapa:** es el respaldo de la diferencial de barra y no apertura de los interruptores de salida para fallas cercanas en el extremo opuesto (Ver Fig. 10.2)

**La 3era. Etapa:** es el respaldo para una falla cercana a la S/E C. en caso de no apertura del interruptor en la S/E B. (Ver Fig. 10.2).

**Arranque:** Es la que envuelve a las demás etapas de medición para activar las lógicas de medición.

Para caso de fallas monofásicas se debe calcular y ajustar el factor de compensación de la impedancia de secuencia cero.

$$K_0 = (Z_0 - Z_1) / 3 Z_1 .$$

**Esquema de Comunicación:** puede usarse el sobre-alcance permitido ( POTT ) o sub-alcance permitido ( PUTT ). Esto dependerá de la longitud de la Línea

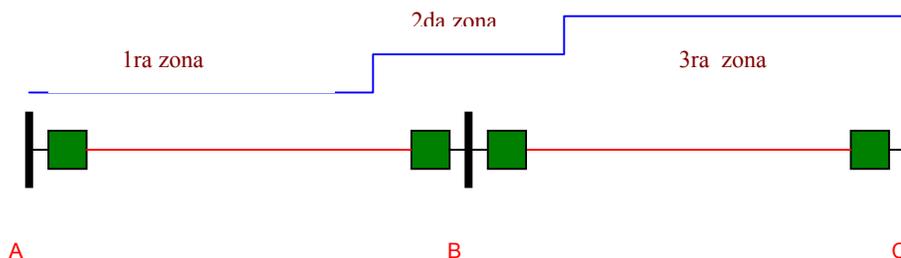


FIGURA 10.2.

### 10.2.2.-PARA LINEAS COMPENSADAS

La compensación serie en Líneas consiste en adicionar un Condensador para compensar la componente reactiva y así aumentar la capacidad de transmisión entre dos subestaciones.

La adición de estos condensadores serie afectan el comportamiento de las protecciones de distancia y de elementos asociados a la misma subestación.

Alguno de estos problemas los podemos enumerar a continuación:

- ✓ Para fallas muy cercanas a la subestación donde la impedancia de la línea resulte menor a la impedancia del condensador se puede producir una inversión de voltaje. Esto afecta la medición y direccionalidad de las protecciones de la Línea y de los relés adyacentes.
- ✓ Oscilaciones de baja frecuencia.
- ✓ Actuación de las protecciones propias del condensador que implica actuación del GAP o VARISTOR, representan una variación en la impedancia de la Línea ya que cambian las magnitudes de tensión y corriente.

Ahora veamos los criterios aplicados para líneas compensadas. Para los ajustes de las Etapas tenemos los siguientes criterios:

**1era. Etapa (Z1):** 70 al 75% de la longitud de la línea tomando en cuenta la Impedancia de los Capacitores Serie.  $top = inst.$

**2da. Etapa(Z2):** 120% de la línea sin tomar en cuenta la Impedancia de los Capacitores.  $top = 400 \text{ mseg.}$

**3era. Etapa (Z3):**  $1.2(Z2 \text{ de la línea} - Z \text{ de la línea compensada}).$

**4ta. Etapa (Z4):** 160 al 250% de la Impedancia de la Línea no Compensada,  $top = 1.20 \text{ seg.}$

**Cierre Sobre Falla (Z5-SOFT):** Está ajustada igual a Z2

**Alta Velocidad (High Speed):** 50% de la línea no compensada,  $top = 0.00$

**La 1era. Etapa (Z1):** Se ajusta entre al 75% de la línea a proteger tomando en cuenta el Banco de Capacitores, esto para evitar disparos no selectivos en caso de ocurrir fallas con estos en servicio, muy cercana a la salida de otras líneas en la S/E opuesta.

**La 2da. Etapa (Z2):** Es el respaldo de la diferencial de barra y no apertura de los interruptores de salida para fallas cercanas en el extremo opuesto. También es usada para el criterio de sobre-alcance.

**La 3era. Etapa (Z3):** Es usada para la lógica de las funciones del esquema de comunicaciones en los sistemas de sobrealcance y en conjunto con la zona 2, cuando ocurre una inversión de corriente en líneas paralelas durante una falla.

**4ta. Etapa (Z4):** Es usado como un respaldo remoto en los siguientes tramos de Línea, tal como se indica la tercera etapa para Líneas no compensadas y su ajuste también dependerá de la máxima corriente de carga del Conductor y del Banco de Capacitores.

**Cierre Sobre Falla (Z5-SOFT):** se ajustará similar a Z2 con el fin de garantizar un despeje instantáneo de una falla a lo largo de toda la Línea, cuando se está energizando por primera vez.

**Alta Velocidad (High Speed):** Es una etapa la cual es menos influenciada por oscilaciones Subsíncronas e inversión de voltaje provocadas por los Bancos de Capacitores.

**Esquema de Comunicación:** Se usa el sobre-alcance permitido (POTT)

### 10.3.- CURVAS CARACTERÍSTICAS PARA LA MEDICIÓN

Para el LZ-32 se tiene una característica de arranque tipo MHO con centro en el origen y para las Etapas se tiene una característica MHO (Ver Fig.10.3a).

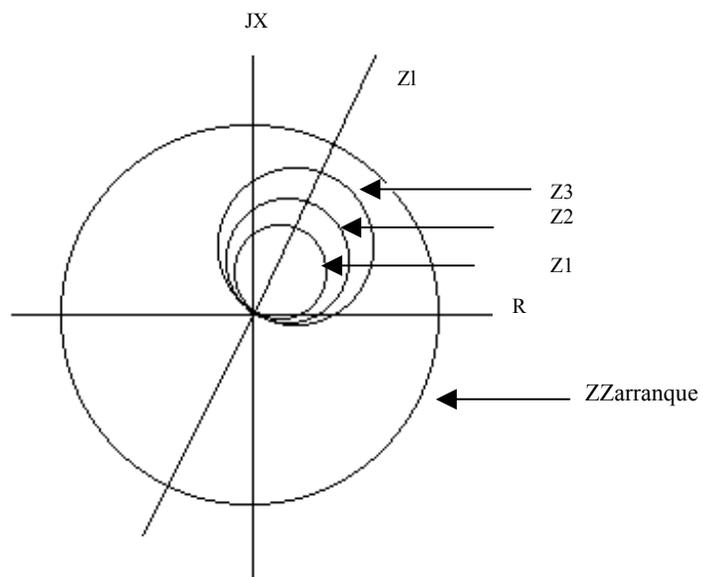


FIGURA 10.3A.

El 7SL32 posee para las Etapas y Arranque característica rectangular las cuales presentan un mejor comportamiento para fallas con alta resistencia de arco. Ver fig 10.3 b.

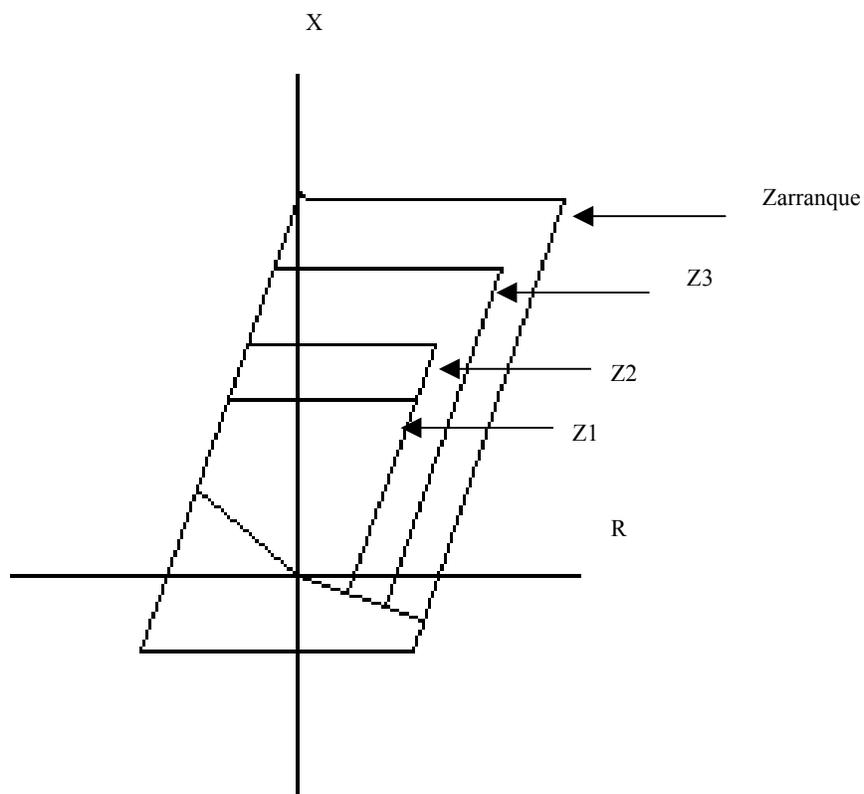


FIGURA 10.3B.

El Rel 316 posee característica rectangular, la cual además de poseer un mejor comportamiento para fallas con alta resistencia de arco, permite ajustar la corriente y ángulo de carga, lo cual impide disparos indeseados, básicamente para líneas largas muy cargadas. Ver fig 10.3c.

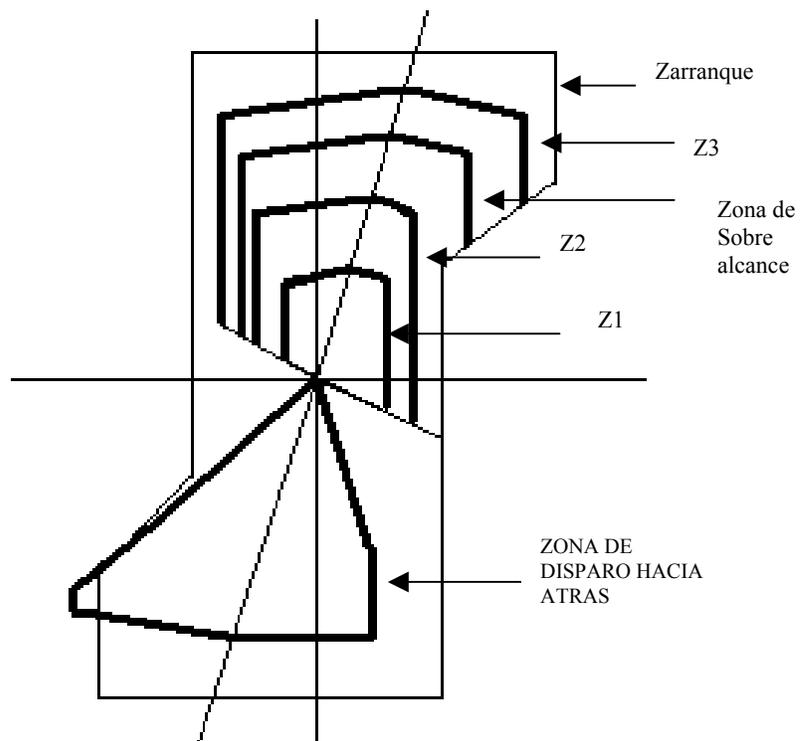


FIGURA 10.3C.

#### **10.4.- LÓGICA CIERRE BAJO FALLA**

Cuando se conecta una línea, es decir, se cierra uno de los extremos para proceder a la energización, no se dispone de las referencias de tensión para medir la direccionalidad en caso de ocurrir una falla, entonces, desde el pulsador de cierre, puede introducirse esta señal de cierre manual a la lógica de disparo, esta lógica se prolonga por un tiempo definido de unos doscientos milisegundos. Si durante este lapso se produce un arranque se producirá un disparo instantáneo. De esta manera se asegura un disparo tripolar cuando se cierra un interruptor sobre una línea en falla.

#### **10.5.- LÓGICA PARA OSCILACIÓN DE POTENCIA**

La oscilación de potencia en un sistema se presenta con variaciones en las magnitudes de corriente, tensión y ángulo entre estas. Al presentarse una alta corriente acompañada con una baja tensión los relés de distancia interpretan pequeñas impedancias lo cual origina un orden de disparo indeseado.

Para evitar que las protecciones de distancia desconecten a toda la red cuando se presentan oscilaciones de potencia, se los equipa con sistema de bloqueo, que con la detección de las oscilaciones impiden el orden de disparo del relé.

Aparte, en determinados lugares de la red se instalan sistemas, que en presencia de oscilaciones de potencia no recuperables, autorizan el orden de apertura. De esta forma la red se interrumpe y divide en sectores los lugares previamente establecidos.

De esta forma se evita el deterioro de los elementos de generación y transmisión por las elevadas corrientes y también se impide una separación descontrolada de la red.

En la figura 10.5 se muestra la característica de detección del módulo de medición de la protección de distancia 7SL32 (Siemens). Esta característica está formada por dos cuadriláteros concéntricos. Con un corto circuito (1) arrancan ambas líneas simultáneamente, debido a que el punto representativo de la impedancia salta bruscamente de la zona de carga a la de falla. En presencia de una oscilación de potencia (2) el punto penetra primero por la característica externa y luego pasa a la interna. También es

posible que el punto representativo (3) penetre a la característica externa y sin pasar a la interna abandona nuevamente a la primera.

Cuando el punto (4) traspasa de un extremo a otro ambas características, ello significa que ambos sistemas vistos desde el lugar de instalación del relé han pasado a un estado asincrónico. En los puntos (2 y 3) se habla de oscilación estable, mientras que el (4) es inestable.

El criterio para determinar la presencia de una oscilación de potencia consiste en determinar el tiempo en el cual el vector de impedancia traspasa la característica interna y la característica externa.

Bajo estas condiciones de oscilación de potencia, la protección de distancia es bloqueada durante un tiempo específico y si la oscilación supera el tiempo ajustado en el relé, este da la orden de apertura.

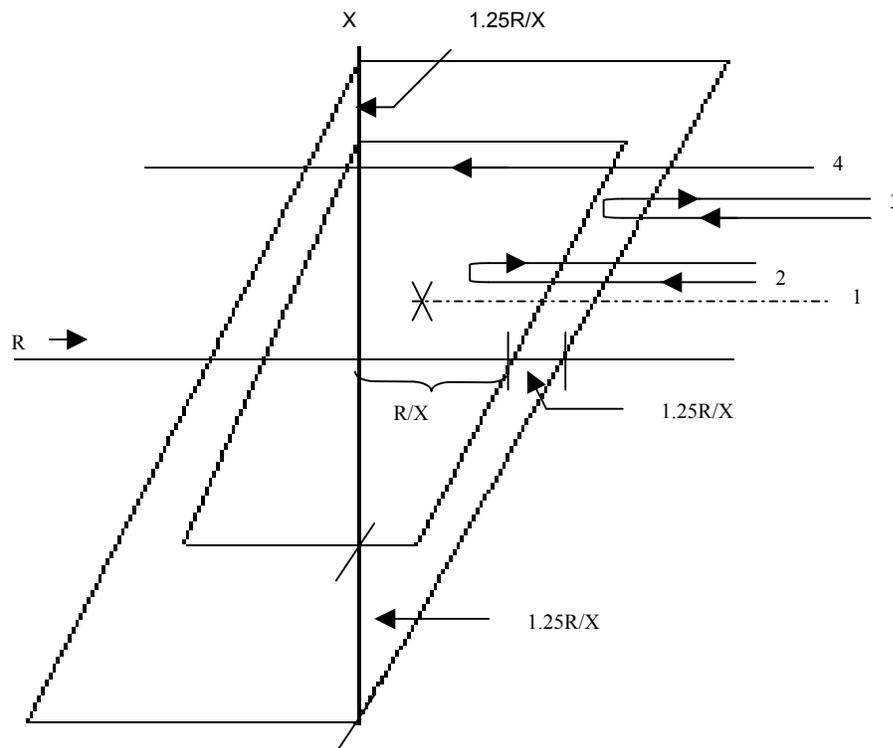


FIGURA 10.5

## 10.6.- LOGICA DE BLOQUEO POR $U_0$

Cuando se produce un corto circuito o una rotura sobre el circuito secundario del transformador de tensión, los sistemas de medición de la protección de distancia afectados detectan tensión nula, la que en presencia de una corriente de carga puede llegar a simular una falla y hacer emitir una orden de disparo indebida.

Al producirse una falla a tierra aparece tanto una tensión como una corriente homopolar. En este caso el módulo de supervisión no actúa. Por el contrario, cuando se detecta tensión homopolar sin la presencia simultánea de una corriente homopolar ello es indicativo de una falla en el circuito secundario del transformador de tensión. Por el tiempo en que se cumple esta condición se bloquea el arranque y con ello también el disparo de la protección.

## 10.7.- PROTECCIÓN BUCLE O LAZO

Es una función de sobre-corriente la cual se activa a través de una imagen de seccionador de línea cuando se abre el mismo, esta imagen bloquea la protección de distancia y habilita la función de sobre-corriente no direccional.

Esta lógica es usada en esquemas de interruptor y medio para proteger el tramo energizado entre los TC1, TC2 y el Seccionador de Línea (ver figura 10.7), cuando la línea se encuentra fuera de servicio.

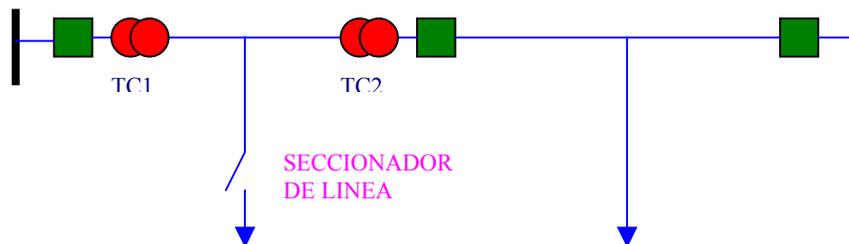


FIGURA 10.7.

## **10.8.- LÓGICA PARA EXTENSIÓN DE ZONA**

En los relés de distancia (básicamente relés numéricos y algunos relés electrónicos) se dispone de una zona independiente de sobre alcance la cual por lo general es ajustada entre un 120% y 130% de la longitud de la línea y con tiempo instantáneo, la misma es usada en los siguientes casos:

- Cuando es energizada una línea sin tensión de referencia por cualquiera de los dos extremos, se activa esta zona a través de una señal que proviene del cierre manual para evitar que fallas en el extremo remoto sean despejadas en tiempo de segunda zona.
- En esquemas de sub-alcance para activar la zona de sobre alcance y disparar de manera inmediata al recibir HF.
- En esquemas de sobre-alcance.
- En casos de reenganches, para conseguir la apertura simultánea sobre el 100% del tramo se activa la zona de sobre-alcance solo para el momento del reenganche, en los relés de posean la zona mencionada.

## **10.9.- LÓGICA FUENTE DEBIL**

Esta lógica es implementada en casos en los cuales uno de los extremos la alimentación al cortocircuito es muy débil, lo que impide la actuación de la unidad de baja impedancia.

Cuando ocurre el corto circuito, la protección ubicada en el extremo de mayor contribución, envía HF al extremo opuesto, entonces la protección ubicada en el extremo de poca contribución con la detección de la caída de tensión producida por la falla, (Por lo general ajustada por debajo del 60%.) aunado a la recepción de HF produce la orden de disparo del interruptor.

## **10.10.- PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE ALTO AJUSTE**

Esta es una Protección de sobrecorriente no direccional y es ajustada para disparar instantáneamente en fallas ubicadas hacia Línea muy cerca de la subestación y se debe garantizar que no dispare para fallas en Barra, esto con la finalidad de servir de respaldo a la Protección de distancia.

En ocasiones esta Protección se encuentra bloqueada en condiciones normales de operación en el esquema de Protección y es

habilitada solo si se produce un bloqueo por Uo en la Protección de Distancia.

## **11.- SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE SEÑALES**

Con estos esquemas es posible detectar fallas en el 100% de la línea para tener selectividad y rapidez en el despeje de la misma. A continuación presentamos las lógicas de sobrealcance permitido y subalcance permitido.

### **11.1.- SISTEMA DE SUB-ALCANCE PERMITIDO:**

Se usa en aquellos casos en que la resistencia de arco es pequeña en comparación con la impedancia de la línea (a partir de 30 Km), de otra forma existe el peligro de que la resistencia de arco produzca un error tan grande que el sistema de protección detecte la falla fuera de la primera etapa.

Generalmente y por razones de seguridad se utiliza que la apertura del disyuntor localizado en el lado que recibe la señal haga depender la orden de apertura de la excitación de su propio relé. Otra variante es que en lugar de realizar el disparo del disyuntor se conmuta la zona de medición de relé de distancia a la etapa de sobrealcance, de esta forma el equipo de protección realiza el comando de desconexión en tiempo instantáneo, en esta condición de mando de apertura en el lado de recepción, no sólo toman en cuenta la señal de teleprotección y la excitación, sino que también adicionalmente se toma en cuenta la medición de distancia y su dirección.

**Principio de Operación:** La figura **11.1 A** muestra el Diagrama de Bloques del principio de operación. La figura **11.1 B** Muestra una falla en F1, donde se produce una orden de apertura a los Interruptores a través de los Relés de Distancia en tiempo instantáneo, en caso de falla F2 la orden de disparo se utiliza para que el alcance de la segunda etapa en A se efectúe en tiempo de primera zona o instantáneo al recibir la señal de alta frecuencia del terminal remoto.

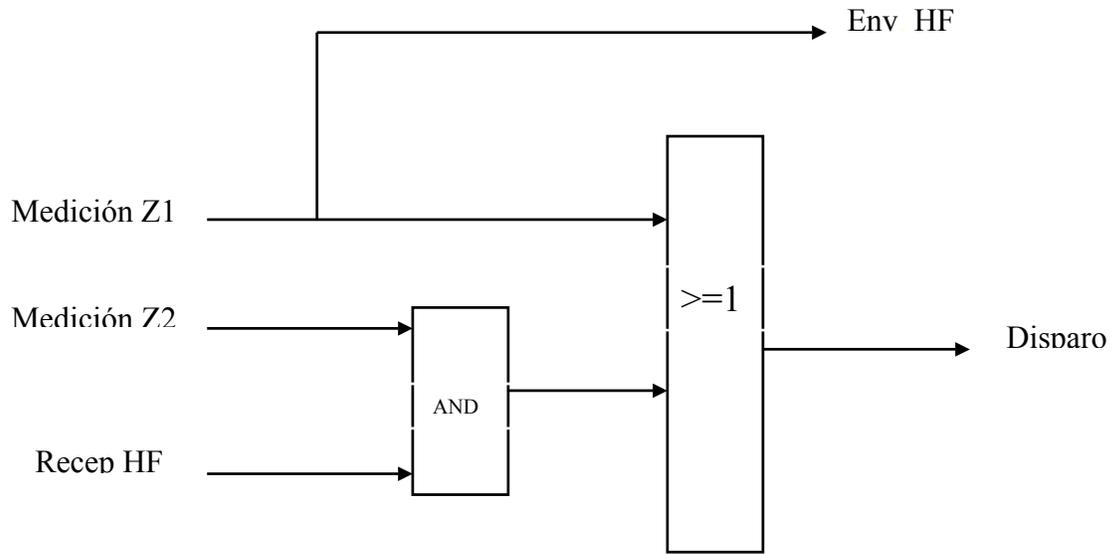


FIGURA 11.1 A

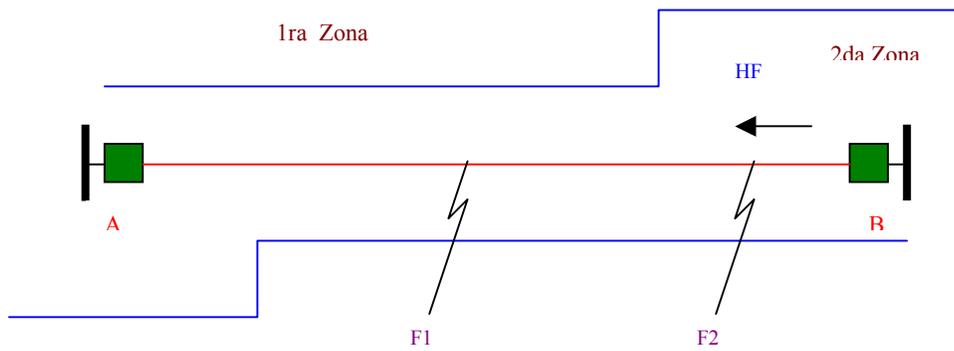


FIGURA 11.1 B

## 11.2.- SISTEMA DE SOBRE-ALCANCE PERMITIDO:

Se implementa en aquellos casos en que la resistencia de arco puede ser mayor a la impedancia de la línea. (menor a 30 km.) o en Sistemas con Compensación Serie

En este esquema la zona de sobrealcance o zona 2 del relé se ajusta entre un 120% a 130% de la Z de línea y la orden de disparo es ejecutada cuando se recibe la señal de alta frecuencia del extremo remoto.

**Principio de Operación:** La figura 11.2 A muestra el Diagrama de Bloques del principio de operación. La figura 11.2 B muestra que para una falla en F1 ambos terminales detectan la falla en zona de sobrealcance o zona 2, envían mutuamente la señal de alta frecuencia al extremo remoto produciéndose así el disparo instantáneo, de esta manera en ambos extremos se envía y recibe alta frecuencia.

Para fallas en F2, el terminal A detecta la falla en su zona de sobrealcance y envía alta frecuencia, el terminal B no envía la señal de alta frecuencia y tampoco dispara al recibir esta señal desde A ya que no mide la falla en zona 2, con lo cual no se produce disparo en ningún extremo.

Este esquema depende altamente de los equipos de HF, ya que si en uno de los extremos no se recibe HF el disparo será en tiempo de segunda zona.

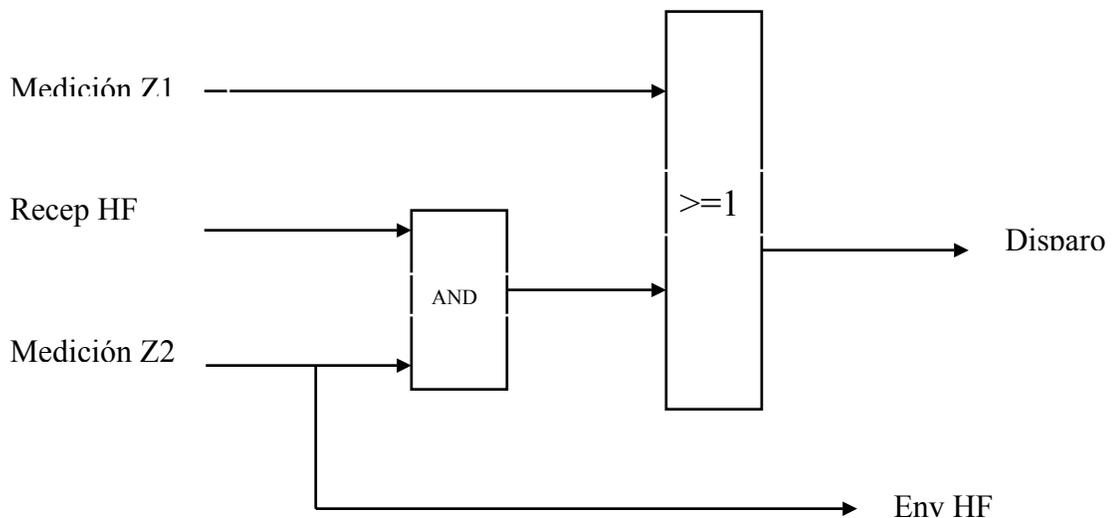


FIGURA 11.2 A

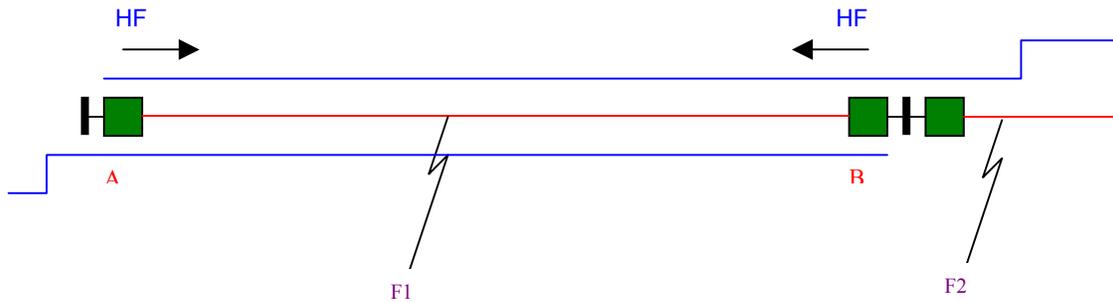


FIGURA 11.2 B.

## 12.- REENGANCHES

La mayoría de las fallas en líneas aéreas pueden despejarse por medio de una corta interrupción, se estima que entre un 80% y 85% de las fallas no son permanentes.

Un reenganche solo puede efectuarse con un interruptor especialmente diseñado para esta operación. El interruptor es disparado por la protección de línea y reconectado por el relé de reenganche.

El “**Tiempo Muerto**” o “**pausa sin tensión**”: es el tiempo transcurrido entre la interrupción definitiva de la corriente y el restablecimiento de la misma, la cual va a depender del tipo de falla, duración, voltaje del sistema, velocidad del viento, separación entre conductores. Al reenganche se le ajustara un tiempo de reenganche tal que al tomar en cuenta el tiempo de apertura del interruptor y el tiempo de cierre se obtenga el tiempo muerto requerido.

Para que los recierres sean exitosos se requiere:

- Que el tiempo muerto sea lo suficiente para permitir la desionización del aire en el punto de falla.

- El tiempo muerto debe ser suficientemente bajo como para no producir problemas de estabilidad o disparos falsos.
- Disparos simultáneos y lo más rápido posible en ambos extremos de la línea.

### 12.1.-EQUIPOS VERIFICADORES DE SINCRONISMO

La orden de reenganche una vez emitida por el equipo será transmitida al interruptor solo si se cumplen las condiciones de sincronismo (Angulo, Magnitud y Frecuencia del Sistema).

Estas condiciones de sincronismo se realizan a través de equipos que trabajan en conjunto con el equipo de recierre y también se le puede utilizar para verificar las condiciones de sincronismo durante una operación de cierre manual. Existen variantes de programación en estos equipos de verificación en los cuales se permite el cierre sobre línea muerta ó barra muerta.

**Principio Funcional:** Al producirse una falla las protecciones de distancia emiten orden de apertura sobre los interruptores en sus extremos respectivos. Con las ordenes de disparo se arrancan los relés de recierre de ambos extremos. Después de la apertura de los interruptores, la línea debe conectarse primero en un extremo para que en el otro se dispongan las dos tensiones necesarias ( Línea y Barra) para la verificación del sincronismo.

Supongamos que en un extremo el verificador esta ajustado para operar con línea muerta, transcurrido el tiempo de pausa sin tensión, el Relé de recierre emite la orden de cierre y una señal de autorización sobre el verificador. Durante la pausa sin tensión el equipo verificador comprueba la presencia de la tensión de barra y la ausencia de la tensión de línea. Si con la emisión de la señal estática del relé de recierre sobre el verificador, se cumplen las condiciones mencionadas la orden de cierre llega al interruptor.

Una vez que la línea se puso nuevamente bajo tensión con el cierre del interruptor se inicia la verificación de sincronismo en el otro extremo, es decir, que se cumplan las condiciones de diferencia de tensión, frecuencia y ángulo. Aquí también se espera la señal de autorización del relé de recierre sobre el verificador antes de autorizar el cierre a través del contacto del verificador.

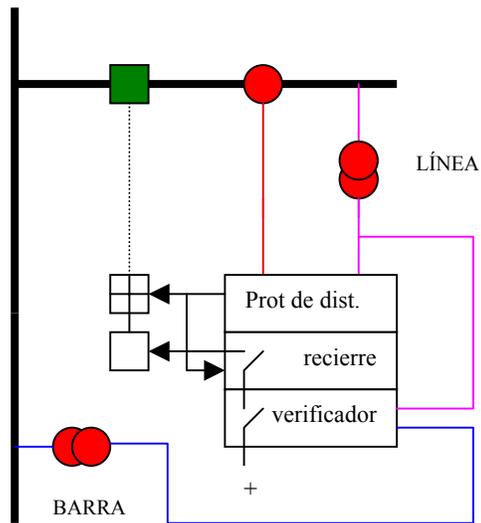


FIGURA 12.1.

### 12.2.- REENGANCHES MONOFÁSICOS:

Estos ocurren cuando se presenta una falla de línea a tierra con lo cual se abre solo la fase fallada. El tiempo muerto se ajusta entre 300 y 600 mseg. El tiempo muerto es superior al del reenganche trifásico ya que las fases sanas por efectos del acoplamiento capacitivo con la fase fallada, dificulta la extinción del arco.

Este tipo de reenganche es usado o recomendado donde existe el peligro de pérdida de sincronismo, en este caso la pérdida de sincronismo es menor, ya que existe un vínculo sincronizante entre ambos sistemas por medio de las fases sanas y tierra.

### 12.3.- REENGANCHES TRIFÁSICOS:

Estos reenganches se pueden programar para todos los tipos de falla o solamente para trifásicas o bifásicas. El tiempo muerto recomendado oscila entre 200 y 400 mseg.

Estos tiempos son menores a los reenganches monofásicos ya que no existe el problema de acople capacitivo con las otras fases, el acople capacitivo solo existe con líneas adyacentes.

El tiempo muerto será lo suficiente como para permitir la extinción de arco sin comprometer la estabilidad del sistema.

#### **12.4.- LÓGICA PARA BLOQUEOS DE REENGANCHE:**

Los reenganches se bloquearan bajo ciertas condiciones enumeradas a continuación:

- Bloqueo para el Cierre: Tras una conexión manual del interruptor de potencia, debe evitarse un reenganche por lo cual el mismo se bloquea por unos 05 segundos con la señal de cierre. Si durante este lapso se produce un arranque de la protección, el reenganchador se bloquea 10 segundos, por tanto si se emite una orden de disparo no existirá orden de reenganche.
- Cuando se ha efectuado un ciclo de recierre exitoso se bloquea el reenganche por 10 segundos.
- Para disparos en tiempos superiores a los de primera etapa, ya que la posibilidad de un reenganche exitoso disminuye a medida que la falla persiste y se llega a un punto donde no es conveniente reengancharse. Existe la posibilidad de ajustar un tiempo en el equipo, el cual si es superado y no se ha producido la orden de disparo el reenganche es bloqueado.
- Disponibilidad del interruptor para cumplir con el ciclo de recierre.
- En caso de oscilación de Potencia.

#### **12.5.- LÓGICA DE REENGANCHE PARA FALLAS ENVOLVENTES:**

Cuando ocurre un disparo monofásico la falla puede extenderse a las otras fases durante el tiempo muerto del ciclo de reenganche monofásico, lo que es reconocido por el reenganche a través del arranque del relé de protección.

Los reenganches permiten el ajuste de tiempo para esta lógica, este tiempo lo llamaremos Td (Tiempo de Discriminación) el cual en algunos reenganches es ajustable entre 0 y 2 seg.

El tiempo de discriminación y el tiempo muerto comienzan a correr cuando la protección de distancia da la orden de disparo:

- Si la falla envolvente ocurre antes de que el tiempo de discriminación ha expirado, el tiempo muerto  $Tp3$  comienza a correr, las tres fases son desenganchadas y el reenganche tiene lugar al final del tiempo  $Tp3$ .
- Si la falla envolvente ocurre después del tiempo de discriminación, el desenganche es trifásico y el reenganche no tiene lugar.

### 13.-PROTECCIÓN DE ALTA IMPEDANCIA

En redes de alta y muy alta tensión pueden aparecer fallas a tierra de elevada impedancia, que debido a la limitada sensibilidad de la protección de distancia no son detectadas por esta.

Para estos casos encuentran su aplicación la protección de alta impedancia que desconecta sin retardo corrientes a tierra de hasta un mínimo de  $0,1 I_n$ , aún con el 100% de la tensión nominal de la red.

De esta manera la protección se constituye en un respaldo para todas las fallas a tierra o sea el 80 – 90% de todas las fallas.

Podemos decir que la protección del alta impedancia es un relé direccional de tierra. La evaluación de la dirección de la falla se efectúa comparando el ángulo del vector de corriente homopolar ( $I_o$ ) con respecto al vector de tensión homopolar ( $U_p$ ), el cual es tomado como referencia (ver figura 13). También puede tomarse como referencia el vector de la corriente que circula por la conexión a tierra del neutro del transformador ( $I_p$ ).

El relé o protección de alta impedancia funciona en conjunto con un esquema de HF. Esto con el fin de efectuar un despeje de la manera más rápida posible.



FIGURA 13.

### Lógica de Bloqueo:

La protección de alta impedancia es bloqueada por:

- El arranque de la protección de distancia: con el objeto de garantizar que la protección de alta impedancia no opere cuando la protección de distancia detecta una falla.
- Cuando hay presente una discordancia de polos: con el fin de garantizar la no operación para reenganches monofásicos. Esto se hace a través de contactos auxiliares del interruptor.
- El funcionamiento de la protección durante fallas a tierra depende de la presencia de un valor mínimo de tensión homopolar.

### Lógica de disparo:

Cuando se presenta una falla de alta impedancia se comparan el sentido de las corrientes en ambos extremos, si la falla resulta hacia la línea a proteger, ambas protecciones emiten una señal de HF. La llegada de esta señal y la determinación positiva del sentido de la corriente determinan el disparo de la línea. (Ver figura 13 A.) Si por alguna razón no se cumple con alguno de los dos criterios mencionados se dispone de un tiempo de respaldo el cual envía una orden de apertura al interruptor una vez cumplido.

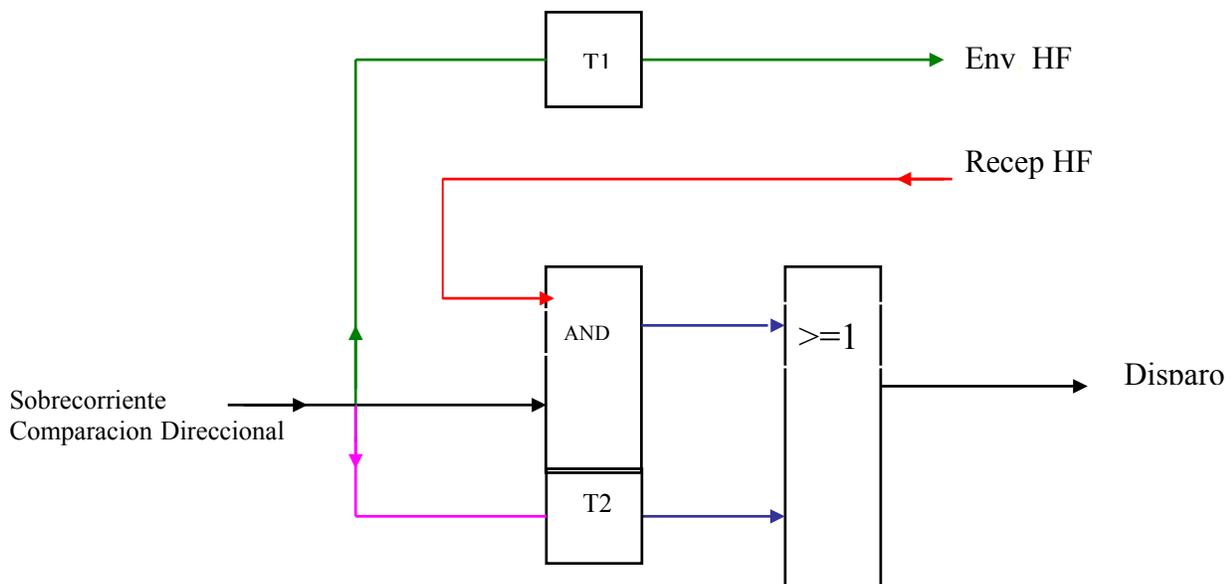


FIGURA 13 A

Cuando no arranca el relé de uno de los lados de la línea ya sea porque está abierto su interruptor o porque la línea es alimentada por un solo extremo, la protección activada emite una señal de HF al extremo de la protección no activada, la cual envía nuevamente de regreso el HF para producir una orden de disparo sin retardo. Esto recibe el nombre de **señal eco**.

#### 14.- PROTECCIÓN FALLA INTERRUPTOR:

Es una protección de respaldo local, la cual permite a través de una lógica de disparo, abrir ciertos interruptores asociados al interruptor fallado.

##### Lógica de Disparo:

La lógica de esta protección consiste básicamente en la detección de una corriente a través de su módulo (Su magnitud de arranque es ajustada.), la cual en presencia de una señal de disparo (ver figura 14.) de las protecciones de distancia activa la lógica de disparo de los interruptores asociados una vez transcurrido el tiempo ajustado.

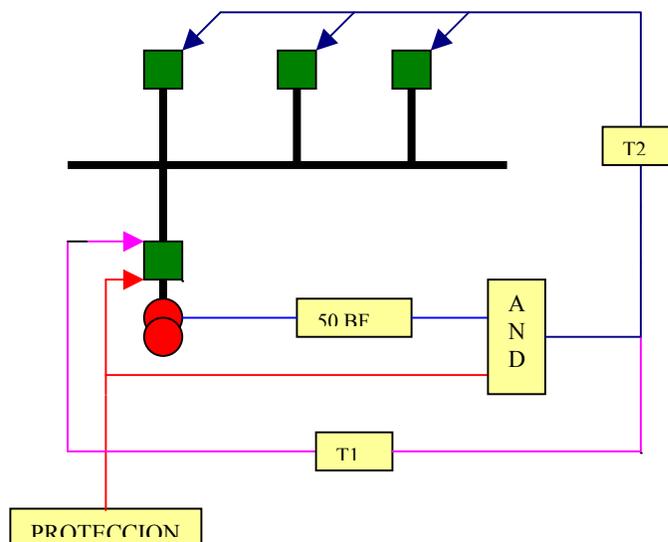


FIGURA 14.



### 14.1.- PROTECCIÓN FALLA TERMINAL.

Esta lógica está incluida dentro de la Protección Falla Interruptor.

#### Lógica de Disparo para la Condición Falla Terminal:

Esta lógica es usada principalmente en el esquema de interruptor y medio. La protección falla interruptor entiende esta condición de falla con una imagen del interruptor y el módulo de arranque de corriente. Si se presenta una condición de interruptor abierto con flujo de corriente se activa el esquema falla terminal.

Para entender esto supóngase una falla en F (ver figura 14.1). Esta es externa a la protección de distancia (no hay arranque), pero interna a la protección diferencial de barra. La protección de barra envía disparo al interruptor A, pero la condición de falla continúa, entonces a través de la lógica falla terminal una vez transcurrido el tiempo ajustado se envía señal de disparo al interruptor B y al extremo remoto de la línea, a través del HF.

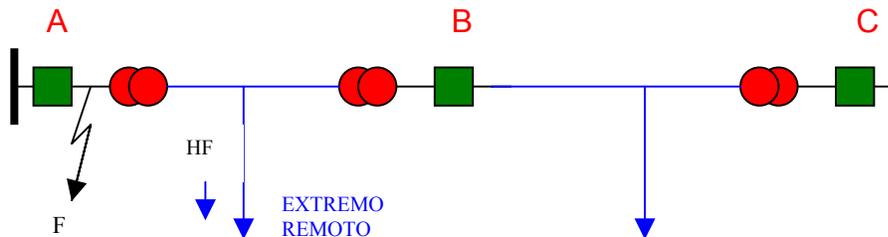


FIGURA 14.1.

### 15.- PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRA:

El método más apropiado para proteger una barra es a través de una protección diferencial. Debido a la gran cantidad de energía que maneja una barra es posible que exista saturación en alguno de los transformadores de corriente de alguna de las líneas durante una falla externa y traer como consecuencia la actuación de la protección diferencial. Para disminuir al mínimo los disparos no deseados en la diferencial de barra estudiaremos algunos esquemas.

### **15.1.-PROTECCION DIFERENCIAL DE BARRA PORCENTUAL.**

El principio básico de medición por el cual la protección de barra detecta falla cuando se produce un corto circuito, se basa en la Ley Nodal de Kirchhoff.

La sumatoria de las corrientes de las líneas conectadas a una barra debe ser nula en condiciones normales del sistema. Si ocurre una falla en barra las corrientes de corto circuito de las líneas se dirigirán hacia la barra con lo cual las corrientes serán distintas de cero y producirá la operación de la protección.

En general las protecciones diferenciales de barra poseen un elemento de bloqueo el cual impide disparos en forma errática bajo las siguientes condiciones:

- Cuando se produce una falla externa a la barra y se satura algún Tc del elemento en falla, lo cual puede ocasionar una sumatoria distinta de cero.
- Por la apertura de algún circuito de corriente.

### **15.2.-PROTECCION DIFERENCIAL DE BARRA DE ALTA IMPEDANCIA.**

En este tipo de protección diferencial se utiliza el voltaje como cantidad de operación en lugar de la corriente.

Esta protección posee un circuito sintonizado que permite un paso fácil de la corriente de 60 hz y una impedancia elevada a corrientes con armónicos. En condiciones normales de operación, la suma de las corrientes en barra es cero por lo tanto el voltaje de operación es muy pequeño, igual condición cuando ocurre para una falla externa a la barra.

Para una falla en barra se obtiene una corriente distinta de cero, que al pasar por el relé de voltaje, que tiene una impedancia muy grande, produce un voltaje elevado que hace operar al relé.(Ver figura 15.2) Dependiendo de la severidad de la falla se puede producir voltajes muy elevados en el relé, que podrían ocasionar un daño a este y además conduciría a la saturación de los transformadores de corriente. Con el fin de limitar estos voltajes elevados se coloca un varistor en paralelo con el relé de sobrevoltaje de la diferencial de barra ya que el varistor se diseña para que tenga una impedancia pequeña para el voltaje crítico que se pueda generar, haciendo circular la mayor parte de la corriente a través de él.

### Comportamiento de la protección en caso de existir saturación.

Si por alguna razón para una falla externa ocurre la saturación de un transformador de corriente, la corriente de los transformadores no saturados se reparte entre el transformador saturado y el circuito del relé de sobrevoltaje, pero como el circuito de este relé tiene mayor impedancia que el transformador saturado la corriente tomará camino por dicho transformador impidiendo la actuación de la diferencial de barra para casos donde ocurra saturación.

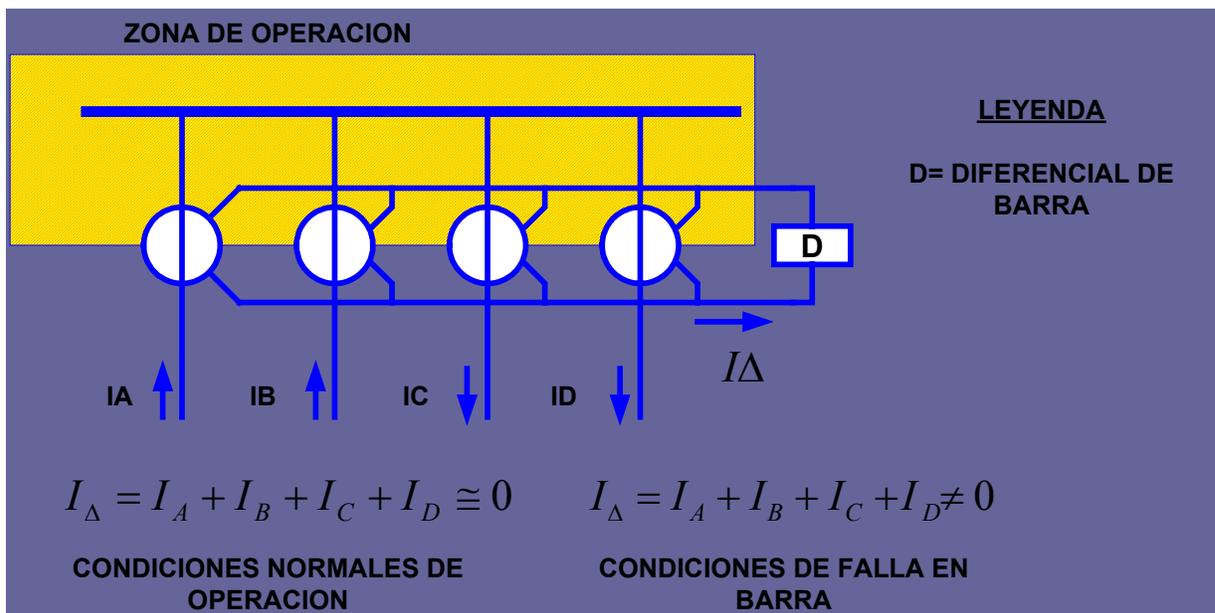


FIGURA 15.2

## **16.- RELE DE POTENCIA INVERSA.**

Son relés que a través de la medición del ángulo entre la corriente y la tensión de un circuito particular, ordena la desconexión de la línea en caso que el flujo de energía no sea en el sentido deseado.

Son usados generalmente para interrumpir un circuito cuando el flujo de energía eléctrica se establece en una dirección no deseada.

Tiene su aplicación principal en subestaciones de interconexión y en generadores.

## **17.- RELE DE FRECUENCIA.**

Es un relé que mide permanentemente la frecuencia a través de la tensión de un circuito en particular, para compararlo con los valores de ajustes y establecer la existencia de una condición de baja o alta frecuencia. La toma de decisión de este relé para operar puede ser por variación de la frecuencia en el tiempo o cuando se supere un valor de frecuencia.

Son usados generalmente donde se requiere separar elementos del sistema eléctrico cuando ocurren variaciones de frecuencia.

Tiene variadas aplicaciones tales como: actuar como elemento de desconexión de carga en subestaciones 13.8, 24, 34.5 y 69 KV y separación de sistemas eléctricos interconectados para mantener la estabilidad del sistema ante perturbaciones y ante la pérdida de cierto bloque de generación.

## **18.- PROTECCION CONTRA SUBIDAS DE TENSION**

Esta protección permanentemente mide las tensiones de línea a tierra de cada una de las fases. Si la sobretensión en el sistema supera el valor ajustado en el tiempo ajustado, se produce la señal de disparo de la línea y al mismo tiempo se envía disparo directo a través del HF al otro extremo.

## 19.- ANÁLISIS DE FALLAS

Desde el momento que sucede una falla en una Línea de Transmisión hasta el momento que es despajada el tiempo transcurrido es muy corto, por esto se debe disponer de equipos y señalizaciones para registrar lo que ha pasado.

En ocasiones es complicado determinar la naturaleza de una falla mediante el análisis de las señales que presentan los Réles de Protección. Supongamos que en una Línea ocurre una falla y en uno de los extremos un Relé indica que la falla es de Línea a tierra y en otra que la falla es bifásica. Lógicamente uno de los Réles está dando una señal incorrecta. Por esto en las Sub-estaciones se dispone de equipos especiales llamados Osciloperturbógrafos o Registradores de Fallas, los cuales reciben señales analógicas tales como tensión y corriente de cada una de las líneas y señales digitales como: arranque, disparo, ordenes de recierre, señales de envío y recepción de HF, etc de cada una de los Relés de Protección existetes en la Sub-estación.

Consideremos algunos ejercicios:

Señales S/E A P/P:R-S-TRIP HF P/S:R-S-TRIP HF	Señales S/E B P/P:R-S-HS-TRIP HF P/S:R-S-HS-TRIP HF	Ubicar en que etapas midieron los Relés de las S/Estaciones
Señales S/E A P/P:R-TRIPSOTF P/S:R-TRIPSOTF	Señales S/E B	Que ocurrió en el Sistema de Potencia.
Señales S/E A P/P y P/S:R-S- tripHF - Trip I>> trip HS	Señales S/E B P/P y P/S:R-S-Trip HF	Ubicar en que etapas midieron los Relés de las S/Estaciones
Señales S/E A P/P:R-E-D-REC HF P/S:R-E	Señales: S/E B P/P y P/S : R-E-D	Ubicar en que etapas midieron los Relés de las S/Estaciones y porque no indica D la P/S en S/E A
Señales S/E A Aparecen las siguientes señales en las protecciones de distancia en P/P y P/S: sup VTP-bloq Prot de dist.	Señales: S/E B	Diga acciones a tomar y posibles causas de estas señales.
Señales S/E A P/P:R-S-D-RECEPHF P/S:R-S-D-RECEPHF	Señales S/E B P/P:R-S-D-RECEPHF P/S:R-S-D-RECEPHF	Ubicar en que etapas midieron los Relés de las S/Estaciones

## BIBLIOGRAFIA

- ABB, Manual de Protección Numérica de Distancia Rel 531, Julio 2001
- ABB, Protección Numérica de Sobrecorriente tipo 2000R, Marzo de 1998.
- ABB, Protección Numérica de Línea tipo Rel 316, junio de 1992.
- Ing. Braulio Ramos, Ing. Jorge Rey Lago, Ing. Franco Gasbarri, C.N.R.T.-CADAPE, Mantenimiento de Transformadores de Gran Potencia, Marzo de 1996.
- Vedetecnic Ingeniería C.A.-CADAPE, Protecciones Eléctricas, Mayo 1997.
- Stephen J. Chapman (1992) Máquinas Eléctricas, Méjico, Editorial McGraw-Hill.
- Carlos Romero, Ricardo stephens, Universidad de los Andes, Protecciones de Sistemas de Potencia.
- Siemens, Manual de Protección Numérica de Distancia 7SA522
- Siemens, Manual de Protección de Distancia, 7SL32.
- Siemens, Manual de Protección de Distancia, 7SL24.
- Siemens, Manual de Protección de Alta Impedancia, 7SN20.
- BBC, Manual de Protección de Alta Impedancia, PPX-401
- Siemens, Manual de Protección Diferencial de Barra, 7SS10.
- Siemens, Manual de Protección falla Interruptor 7SW21.
- BBC, Manual de Protección Falla Interruptor, SIX.
- BBC, Manual de Relé de Reenganche, WT-96.
- Siemens, Manual de Relé de Reenganche, 7VK311.
- Siemens, Manual del Verificador de Sincronismo, 7VM2.

Siemens, Manual de Relé de Reenganche, 7SW11.

Protective Relaying theory and applications, by Walter Elmore, ABB

Training Program, Sistema Compensación serie, 400 kv Yaracuy.

Trabajo de grado, Ing. Luciano Santaella y Elizabeth Medina.

Ing. Germán Valderrama, UNEXPO, Notas sobre Coordinación de Dispositivos de Protección de Sobrecorriente en Sistemas Eléctricos de Potencia