

# **GENERALIDADES EN SUBESTACIONES**

Elaborado por

**JUAN CARLOS MESA ALVAREZ**

Ingeniero Electricista

# INTRODUCCIÓN

Teniendo en cuenta la falta de un documento o algo similar, que pueda ser el apoyo para que los nuevos operadores de subestaciones de energía puedan identificar su nuevo ambiente de laboral; o para que los antiguos operadores refresquen sus conocimientos se ha ideado este pequeño pero útil tratado.

Esto nació al ver dicha falencia en instituciones técnicas y / o tecnológicas, en la que solamente se explica muy someramente las componentes de las subestaciones, configuraciones y demás elementos que se deben tener presente al realizar operaciones sobre equipos que suelen ser de elevado costo, por lo general se da en dólares. Estos temas son tenidos en cuenta en materias conocidas como alternativas, es decir, que no son propias de la carrera de un técnico, tecnólogo o ingeniero electricista.

Durante el tiempo que me he desempeñado como ingeniero de Operación, he notado este vacío y se vio reflejado con el ingreso de nuevos operadores que debían capacitarse en un tiempo menor. O aquellos ingenieros u asistentes de operación que por sus estudios no han llegado a operar sistemas de potencia.

El medio que nos rodea exige que demos lo mejor de nosotros, para realizar una operación segura, fiable y que garantice que los equipos que se están operando no sufran daños, que en algunos casos son perjudiciales para la vida, tanto humana como del equipo. El daño a un equipo de cualquier subestación, así sea la más simple, es costoso por:

**Tiempo de indisponibilidad:** Según el reglamento de la CREG se tiene un tiempo máximo de indisponibilidad por equipo y al sobrepasar este tiempo se empieza a generar sanciones.

**Consecución de dicho equipo:** Los equipos se idealizan para que operen y funcionen dentro de un tiempo de vida útil largo. En caso que este falle se debe realizar el cambio, lo cual es demorado por que se debe mandar a conseguir el repuesto o cambiar por otro de iguales o similares características.

**Sanciones de la empresa al trabajador:** Una mala maniobra operativa, en la cual se compruebe que el daño fue causado por negligencia o cualquier otra causa humana, puede traer como consecuencia que el operador deba pagar el equipo defectuoso.

Espero que estas notas sean de gran utilidad.

# AGRADECIMIENTOS

A todas aquellas personas que han aportado para la realización de este tratado. En especial a los ingenieros:

**Julián Cadavid:** Que con sus enseñanzas pude alcanzar muchas metas.

**Carlos Hernán Méndez:** Siempre se encuentra para sacar de dudas a las personas.

**Marco Tulio Sánchez:** Por ser una gran persona.

**Marco A. Cardona:** Su forma de explicar las protecciones es de admirar.

**Jaime Echavarría:** Que siempre esta atento para explicar.

**Pablo Berrio:** Que sabe apoyar incondicionalmente.

**Alejandro Pérez:** Gran compañero y amigo.

**Técnicos y Tecnólogos:** De los grupos de mantenimiento de Protecciones y Subestaciones del Centro de Transmisión de Energía Noroccidente.

**Operadores de ISAGEN:** Grandes compañeros de la Central San Carlos, ISAGEN.

Y a todas aquellas personas que de una u otra forma me han colaborado en este proceso de aprendizaje.

# CONTENIDO

<b>1</b>	<b>HISTORIA DEL DESARROLLO DEL SECTOR ELÉCTRICO EN COLOMBIA .....</b>	<b>10</b>
1.1	BREVE RESEÑA.....	10
1.2	SISTEMA DE POTENCIA .....	14
1.2.1	Generación.....	14
1.2.2	Transmisión.....	15
1.2.2.1	Subtransmisión .....	15
1.2.3	Distribución .....	15
<b>2</b>	<b>SUBESTACIONES .....</b>	<b>16</b>
2.1	OBJETO DE UNA SUBESTACIÓN EN EL SISTEMA DE POTENCIA .....	16
2.2	SUBESTACIÓN.....	16
2.3	CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN DE UNA SUBESTACIÓN .....	17
2.4	CLASIFICACIÓN DE LAS SUBESTACIONES .....	17
2.4.1	Función dentro del sistema:.....	17
2.4.1.1	De Generación:.....	17
2.4.1.2	De Transmisión: .....	18
2.4.1.3	De Subtransmisión.....	18
2.4.1.4	De Distribución. ....	18
2.4.2	Tipo de Operación. ....	18
2.4.2.1	De Transformación. ....	18
2.4.2.2	De maniobra .....	18
2.4.3	Forma constructiva.....	18
2.4.3.1	Por Montaje: .....	18
2.4.3.1.1	Subestación Interiores:.....	18
2.4.3.1.2	Subestaciones Exteriores o a la intemperie: .....	19
2.4.3.2	Tipo de equipo .....	19
2.4.3.2.1	Subestación Convencional: .....	19
2.4.3.2.2	Subestación encapsulada:.....	19
2.4.3.2.3	Subestación Móvil: .....	19
2.5	ELEMENTOS PRINCIPALES DE LAS SUBESTACIONES.....	19
2.5.1	Equipos de Patio .....	19
2.5.2	Equipos de Tablero .....	20
2.5.3	Servicios Auxiliares.....	20
2.6	ESQUEMAS DE LAS SUBESTACIONES .....	20
2.6.1	Tipos de Esquemas.....	20
2.6.1.1	Europea.....	21
2.6.1.1.1	Barra sencilla .....	21
2.6.1.1.2	Barra principal más barra de transferencia.....	21
2.6.1.1.3	Doble barra .....	22
2.6.1.1.4	Doble barra más seccionador de <i>by-pass</i> .....	22
2.6.1.1.5	Doble barra combinada con transferencia.....	23
2.6.1.1.6	Doble barra con doble interruptor.....	24
2.6.1.1.7	Doble barra más barra de transferencia.....	24

2.6.1.2	Americana: .....	25
2.6.1.2.1	Interruptor y medio .....	25
2.6.1.2.2	Anillo .....	26
<b>3</b>	<b>EL TRANSFORMADOR.....</b>	<b>27</b>
3.1	CLASIFICACIÓN .....	27
3.1.1	<i>Transformadores de Medida</i> .....	27
3.1.1.1	Transformador de Potencial “PT” .....	27
3.1.1.1.1	Características de los PT .....	27
3.1.1.1.2	Errores en los PT .....	28
3.1.1.1.3	Conexiones de los PT .....	28
3.1.1.1.3.1	Conexión Y .....	28
3.1.1.1.3.2	Conexión Delta abierta o Triángulo .....	29
3.1.1.1.3.3	Conexión en V .....	29
3.1.1.1.4	Tipos de PT .....	30
3.1.1.1.4.1	PT Capacitivo .....	30
3.1.1.1.4.2	PT Inductivo .....	31
3.1.1.2	Transformador de Corriente “CT” .....	31
3.1.1.2.1	Características de los CT .....	31
3.1.1.2.2	Errores en los CT .....	31
3.1.1.2.2.1	Error en la Relación de Transformación .....	31
3.1.1.2.2.2	Error en ángulo de fase .....	31
3.1.1.2.3	CT de Clase X .....	31
3.1.1.2.4	Tipos de CT .....	32
3.1.1.2.4.1	De Arrollamiento Primario .....	32
3.1.1.2.4.2	Tipo Barra o Buje .....	32
3.1.1.2.4.3	Montaje Separado .....	32
3.1.2	<i>Transformadores de Potencia</i> .....	33
3.1.3	<i>Transformadores de Conexión a Tierra</i> .....	35
3.2	CONEXIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA .....	36
3.2.1	<i>Conexión en paralelo</i> .....	36
3.2.1.1	Condiciones para la puesta en paralelo de los transformadores .....	36
3.2.1.1.1	Igual frecuencia en las redes a acoplar .....	36
3.2.1.1.2	Igual sentido de rotación .....	36
3.2.1.1.3	Igual relación de transformación en vacío .....	36
3.2.1.1.4	Igual tensiones porcentuales de cortocircuito .....	36
3.2.1.1.5	Relación de potencias no mayor de 1 : 3 .....	38
3.2.1.1.6	Igual desfases secundarios respecto al primario .....	38
3.2.1.1.7	Igual impedancia .....	39
3.3	CARACTERÍSTICAS NOMINALES .....	39
3.3.1	<i>Potencia Nominal (<math>P_n</math>)</i> .....	39
3.3.2	<i>Tensión nominal de un devanado</i> .....	39
3.3.3	<i>Tensión Primaria Nominal (<math>U_{n1}</math>)</i> .....	39
3.3.4	<i>Tensión Secundaria Nominal (<math>U_{n2}</math>)</i> .....	39
3.3.5	<i>Relación de Transformación nominal (<math>a</math>)</i> .....	40
3.3.6	<i>Corriente Nominal (<math>I_n</math>)</i> .....	40
3.3.7	<i>Corriente Nominal Secundaria (<math>I_{n2}</math>)</i> .....	40
3.3.8	<i>Corriente Nominal Primaria (<math>I_{n1}</math>)</i> .....	40
3.3.9	<i>Tensión Nominal de Corto Circuito o Tensión de Impedancia (<math>U_{sn}</math>)</i> .....	40
3.3.10	<i>Grupo de conexión</i> .....	41
3.3.11	<i>Frecuencia Nominal (<math>F</math>)</i> .....	41
3.3.12	<i>Refrigeración</i> .....	41
3.3.12.1	Refrigeración Natural (Autorrefrigerado - M) .....	41
3.3.12.1.1	ONAN .....	41

## Generalidades en Subestaciones

3.3.12.1.2	OA .....	41
3.3.12.2	Refrigeración Forzada (F).....	41
3.3.12.2.1	ODAF.....	41
3.3.12.2.2	FOA.....	42
3.3.12.2.3	FA2.....	42
3.3.12.3	Refrigeración de circuito cerrado.....	42
3.3.12.4	Combinaciones .....	42
3.3.12.4.1	ONAF.....	42
3.3.12.4.2	ONAF II .....	42
3.3.12.4.3	FA.....	42
3.3.12.4.4	OB .....	42
3.3.13	Nivel de Aislamiento.....	42
3.4	CAMBIADOR DE TAP`s.....	43
3.4.1	Cambiador de Tap`s para operar en vacío.....	43
3.4.2	Cambiador de Tap`s para operar con carga.....	43
3.5	PROTECCIONES DE LOS TRANSFORMADORES.....	43
3.5.1	Protecciones Mecánicas .....	43
3.5.1.1	Protección Relé Bucholz.....	44
3.5.1.2	Protección Sobre Temperatura.....	45
3.5.1.3	Protección Sobre Presión.....	45
3.5.2	Protecciones Eléctricas.....	45
3.5.2.1	Protección Diferencial .....	46
3.5.2.2	Protección Sobre Corriente.....	46
3.6	EL AUTOTRANSFORMADOR.....	47
3.6.1	POTENCIA APARENTE DE UN AUTOTRANSFORMADOR.....	49
3.7	IMPORANCIA DEL NEUTRO EN LOS TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS.....	51
<b>4</b>	<b>ARCO ELECTRICO.....</b>	<b>52</b>
4.1	NATURALEZA ATÓMICA.....	52
4.2	IONIZACIÓN POR CAMPO ELÉCTRICO .....	52
4.3	IONIZACIÓN TÉRMICA.....	53
4.4	ARCO Y PLASMA .....	54
<b>5</b>	<b>EL INTERRUPTOR.....</b>	<b>56</b>
5.1	DATOS GENERALES.....	56
5.1.1	Voltaje.....	56
5.1.2	Corriente.....	57
5.1.3	Frecuencia .....	57
5.1.4	Capacidad de apertura Simétrica y Asimétrica .....	57
5.1.4.1	Corriente de apertura simétrica:.....	58
5.1.4.2	Corriente de apertura Asimétrica: .....	58
5.1.5	Capacidad de Cierre.....	58
5.1.6	Corriente de Corto Tiempo.....	59
5.1.7	Ciclo de operación de un Interruptor .....	59
5.1.8	Voltaje de Impulso .....	59
5.1.9	Voltaje de Tensión Aplicada .....	59
5.1.10	Tiempo de Apertura.....	59
5.2	TIPOS DE INTERRUPTOR .....	60
5.2.1	Medio de Operación .....	60
5.2.1.1	Mecánicos.....	60
5.2.1.2	Hidráulico.....	60
5.2.1.3	Neumático.....	60
5.2.1.4	Combinación.....	60

5.2.2	<i>Medio de Extinción del Arco Eléctrico</i> .....	60
5.2.2.1	Gas.....	60
5.2.2.2	Neumático.....	61
5.2.2.3	Hidráulico.....	61
<b>6</b>	<b>SECCIONADOR.....</b>	<b>62</b>
6.1	CARACTERÍSTICAS DE LOS SECCIONADORES .....	62
6.1.1	<i>Tensión Nominal</i> .....	62
6.1.2	<i>Corriente Nominal</i> .....	62
6.1.3	<i>Sobre intensidad Admisible en Caso de Corto Circuito</i> .....	62
6.1.3.1	Corriente Eficaz de Corto Circuito .....	62
6.1.3.2	Pico de Corto Circuito .....	63
6.1.4	<i>Nivel de Aislamiento</i> .....	63
6.2	TIPOS DE SECCIONADORES .....	63
6.2.1	<i>Seccionadores de Cuchilla</i> .....	63
6.2.2	<i>Seccionadores de Columna Giratoria</i> .....	64
6.2.3	<i>Seccionador de Dos Columnas Giratorias o de Apertura Central</i> .....	64
6.2.4	<i>Seccionador Tipo Pantógrafo</i> .....	65
6.2.5	<i>Seccionador de Puesta a Tierra</i> .....	66
6.3	MECANISMO DE OPERACIÓN.....	67
<b>7</b>	<b>PARARRAYO.....</b>	<b>69</b>
7.1	VALORES NOMINALES .....	70
7.1.1	<i>Voltaje Nominal</i> .....	70
7.1.2	<i>Voltaje de Operación a Frecuencia Nominal</i> .....	70
7.1.3	<i>Voltaje de Operación de Impulso</i> .....	70
7.1.4	<i>Corriente de Descarga</i> .....	70
7.1.5	<i>Voltaje Residual</i> .....	70
7.1.6	<i>Voltaje de Operación al Frente de Onda</i> .....	70
7.2	PARARRAYOS DE OXIDO DE ZINC (ZNO).....	70
7.3	SELECCIÓN DE PARARRAYOS .....	72
<b>8</b>	<b>RELES DE PROTECCIÓN.....</b>	<b>74</b>
8.1	OBJETIVO .....	74
8.2	FUNCIÓN .....	74
8.3	CLASIFICACIÓN DE LOS RELES DE PROTECCIÓN .....	75
8.3.1	<i>Categoría Funcional</i> .....	75
8.3.1.1	De Protección .....	75
8.3.1.2	De Monitoreo.....	75
8.3.1.3	Programables .....	75
8.3.1.4	Reguladores.....	75
8.3.1.5	Auxiliares .....	76
8.3.2	<i>Entrada o Cantidad Actuante</i> .....	76
8.3.3	<i>Principio de Operación</i> .....	76
8.3.3.1	Desempeño .....	77
8.4	CADENA DE ELEMENTOS PARA PROTECCIÓN .....	77
8.5	PROTECCIÓN PRINCIPAL.....	77
8.6	PROTECCIÓN DE RESPALDO .....	79
8.6.1	<i>Protección de Respaldo Remoto</i> .....	79
8.6.2	<i>Protección Duplicada</i> .....	80
8.6.3	<i>Principio de Supervisión</i> .....	81
8.7	EXIGENCIAS A LOS ELEMENTOS DE PROTECCIÓN .....	81

## Generalidades en Subestaciones

8.7.1	Selectividad.....	81
8.7.2	Seguridad.....	81
8.7.3	Confiabilidad.....	81
8.7.4	Sensibilidad.....	81
8.7.5	Velocidad.....	81
8.8	CORTO CIRCUITO.....	82
8.8.1	Generalidades.....	82
8.8.2	Tipos de Corto circuito en Líneas de Transmisión.....	82
8.8.2.1	Monofásico a Tierra.....	82
8.8.2.2	Bifásico.....	83
8.8.2.3	Bifásico a Tierra.....	83
8.8.2.4	Trifásico.....	83
8.9	OPERACIÓN DE LOS RELES DE PROTECCIÓN.....	83
8.9.1	Otro Tipo de Operación.....	84
8.9.1.1	Operación Térmica.....	84
8.9.1.2	Operación Mecánica.....	84
8.9.1.3	Operación por Frecuencia.....	84
8.10	TIPOS DE RELES DE PROTECCIÓN.....	84
8.10.1	Relés de Baja Corriente, SobreCorriente, Baja Tensión y SobreTensión.....	84
8.10.1.1	Tiempo de Operación.....	85
8.10.2	Relé Direccional.....	86
8.10.2.1	Relé Direccional de Potencia.....	86
8.10.2.2	Relé Direccional de SobreCorriente.....	86
8.10.3	Relé de Equilibrio de Corriente.....	86
8.10.4	Relé Diferencial.....	88
8.10.5	Relé Distancia.....	90
8.10.5.1	Consideraciones.....	91
8.10.5.1.1	Sobrealcance (Overreach).....	91
8.10.5.1.2	Acción Memoria.....	91
8.10.5.1.3	Arranque.....	91
8.10.5.1.3.1	Métodos de arranque.....	92
8.10.6	Relé Piloto.....	92
8.10.6.1	Hilo Piloto.....	92
8.10.6.1.1	Principio de Operación.....	92
8.10.6.1.1.1	Corriente Circulante.....	92
8.10.6.1.1.2	Tensiones Opuestas.....	93
8.10.6.2	Comparación de Fases.....	94
8.10.6.2.1	Tipos.....	94
8.10.6.2.1.1	Segregado.....	94
8.10.6.2.1.2	No Segregado.....	94
8.10.6.3	Onda Viajera.....	94
8.11	PROTECCIÓN DE BARRAS.....	96
8.11.1	Protección.....	96
8.12	PROTECCIÓN DE LÍNEAS.....	96
8.12.1	Protección con Relés de Sobrecorriente.....	96
8.12.2	Protección con Relés Direccionales.....	97
8.12.3	Protección con Relés Instantáneos.....	97
8.12.4	Protección con Relés Distancia.....	97
8.12.4.1	Características.....	97
8.13	RECIERRE AUTOMÁTICO.....	98
8.14	SINCRONIZACIÓN.....	98
8.14.1	Función Chequeo de Sincronismo.....	100
8.14.2	Función de energización (chequeo de voltaje).....	100



## Generalidades en Subestaciones

---

8.14.3	Uso de los Relés de Chequeo de Sincronismo .....	101
8.15	SISTEMAS DE COMUNICACIONES EN SISTEMAS DE PROTECCIÓN .....	102
8.15.1	Sistema de Protección Análogo .....	103
8.15.2	Sistema de Protección Comandos .....	103
8.15.2.1	Comando para disparo (Permisivo o directo).....	103
8.15.2.2	Comando para Bloqueo de Disparo .....	103
8.15.3	Sistema de Teleprotección .....	104
8.15.4	Sistemas de Telecomunicaciones .....	104
8.15.4.1	Sistemas de Comunicación por Carrier.....	105
8.15.4.2	Sistemas de Comunicación por Fibra Óptica .....	106
8.16	SIMBOLOGÍA DE LOS RELÉS DE PROTECCIÓN.....	106
<b>9</b>	<b>COMPENSACIÓN .....</b>	<b>110</b>
9.1	POTENCIA REACTIVA .....	110
9.2	PRODUCCIÓN Y ABSORCIÓN DE POTENCIA REACTIVA.....	116
9.2.1	Generadores sincrónicos: .....	117
9.2.2	Líneas aéreas: .....	117
9.2.3	Líneas subterráneas: .....	117
9.2.4	Transformadores: .....	117
9.2.5	Las cargas: .....	118
9.2.6	Equipos de compensación:.....	118
9.3	MÉTODOS DE CONTROL DE VOLTAJE .....	118
9.3.1	REACTORES EN DERIVACIÓN .....	119
9.3.2	CONDENSADORES EN DERIVACIÓN.....	122
9.3.2.1	APLICACIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN .....	122
9.3.2.2	APLICACIONES EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN .....	124
9.3.3	CONDENSADORES EN SERIE.....	125
9.3.3.1	APLICACIONES EN DISTRIBUCIÓN .....	125
9.3.3.2	APLICACIONES EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN .....	125
9.3.4	CONDENSADORES SINCRÓNICOS.....	128
9.4	SISTEMA ESTÁTICO DE VOLTIO AMPERIOS REACTIVOS (SVS).....	129
9.4.1	TIPOS DE SVC .....	129
9.4.2	FUNCIONAMIENTO DE UN SVS A FRECUENCIA FUNDAMENTAL.....	130
9.4.2.1	Característica Ideal De Un SVS.....	130
9.4.2.2	Característica Real De Un SVS .....	131
9.4.2.3	Característica del Sistema de Potencia.....	134
9.4.2.4	Efecto De Utilizar Condensadores.....	137
9.4.3	COMPENSADOR DE REACTOR SATURADO (SR).....	138
9.4.3.1	Reactor Saturado .....	138
9.4.3.2	Eliminación de Armónicos .....	139
9.4.3.3	Componentes del Compensador de Reactor Saturado .....	139
9.4.3.4	Características del compensador de Reactor Saturado.....	140
9.4.4	REACTOR CONTROLADO POR TIRISTORES (TCR).....	140
9.4.4.1	Principio De Operación .....	140
9.4.5	CONDENSADOR ENERGIZADO POR TIRISTORES (TSC).....	143
9.4.6	CONDENSADOR ENERGIZADO MECANICAMENTE (MSC).....	144
9.4.7	EL SVS EN LA PRACTICA .....	145
9.4.8	APLICACIONES DEL SVS .....	147

# 1 HISTORIA DEL DESARROLLO DEL SECTOR ELÉTRICO EN COLOMBIA

## 1.1 BREVE RESEÑA

La energía eléctrica aparece en Colombia como el resultado de muchos factores, la necesidad de encontrar un camino para el desarrollo. Es el resultado de un proceso donde se conjugó la aventura, la preparación, confianza, conciencia individual y colectiva pero sobre todo un espíritu emprendedor y tiempo.

En la segunda mitad del siglo pasado uno de los descubrimientos de mayor importancia fue la luz eléctrica. Pero fue Tomas Alba Edison, en 1879, quien logra llevar a un buen término la bombilla eléctrica, que consistía de un filamento de alto punto de fusión colocado en un recinto sin aire o con un gas que impedía su combustión.

En 1892 se instala por primera vez en Colombia una pequeña planta eléctrica en la ciudad de Barranquilla por empresarios privados.

En 1895 se constituye por primera vez una empresa con participación del sector público y privado para prestar el servicio público la cual se llamaba "Compañía Antioqueña de Instalaciones Eléctricas".

Se enciende el 7 de julio de 1898 por primera vez el alumbrado público en Medellín, con 100 focos de luz de arco y luego otros 50 para un gran total de 150 focos, que era lo previsto.

De esta manera nacen otras compañías de servicios públicos:

1. En 1893 en la ciudad de Bogotá se crea la sociedad colectiva de comercio "Samper & Cía. ". La cual en agosto de 1900 suministro energía a la capital del país, en 1904 se transforma en la compañía de energía eléctrica de Bogotá.
2. En 1910 en la ciudad de Cali llega la luz eléctrica por medio de la "Compañía de luz y energía".

3. De igual manera se crean otras empresas en las ciudades de Santa Marta, Ciénaga, Honda, Girardot, Zipaquirá, Palmira, Manizales, Buenaventura y otras.

Las empresas regionales de energía eran independientes y por ende sus actuaciones también lo eran, estas empresas habían sabido responder al reto de brindar bienestar y progreso a sus ciudades.

En 1940 se crean en Santander la primera entidad para la prestación del servicio eléctrico a las áreas rurales con el nombre de “Sociedad Hidroeléctrica del Río Lebrija”.

En 1927 se fusionan varias pequeñas empresas de energía en Bogotá, creándose las “Empresas Unidas de Energía Eléctrica S. A “. En 1954 se convierte en “Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá “. EEEB.

En Medellín en 1918 se paso a la “Empresa de Energía Eléctrica “, mas tarde en “Empresas Públicas Municipales “y en 1955 el consejo de Medellín da origen a “Empresas Públicas de Medellín “, EPM.

Ente los años de 1950 y 1965 se conformaron las siguientes electrificadoras:

1. Caldas, 1950 Central Hidroeléctrica de Caldas, CHEC.
2. Santander, 1950 Central Hidroeléctrica del Río Lebrija.
3. Cúcuta, 1952 Centrales Eléctricas de Cúcuta.
4. Bolívar 1954, Eléctricadora de Bolívar.
5. Tolima, 1955, Eléctricadora del Tolima.
6. Boyacá, 1955, Eléctricadora de Boyacá.
7. Nariño, 1955, Centrales Eléctricas de Nariño.
8. Cauca, 1955, Centrales Eléctricas del Cauca.
9. Sincelejo, 1956, Empresa de Energía Eléctrica de Sincelejo.
10. Atlántico. 1956, Eléctricadora del Atlántico.
11. Magdalena, 1958, Eléctricadora del Magdalena.
12. Córdoba, 1958, Eléctricadora de Córdoba.
13. Cundinamarca, 1958, Eléctricadora de Cundinamarca.

14. Chocó, 1958, Eléctricadora de Chocó.

15. Antioquia, 1958, Eléctricadora de Antioquia.

En 1955, se realiza en la ciudad de Manizales un congreso nacional de electrificación. En donde se toca varios puntos de interés; pero el principal tema es el de integrar el sistema eléctrico nacional, en el cual se propone un plan esquemático para la interconexión entre las diferentes empresas. Ya en 1963 se reúnen las gerencias de EPM, EEEB y CVC, acordando realizar una evaluación conjunta sobre la factibilidad de la interconexión de sus sistemas.

Se conforma el consorcio INTEGRAL e INGETEC, empresas consultoras principalmente de EPM y EEEB respectivamente, las cuales presentan en mayo de 1964 sus conclusiones y les permitió declarar factible tanto técnica como económicamente la interconexión a doscientos veinte mil voltios (220 kV.) , con dos posibles configuraciones:

- Tipo radial, con centro en área del Quindío y ramificaciones a los demás terminales.
- Tipo anillo, que conectaría las áreas de Bogotá, Chec y Medellín con una ramificación abierta al sistema de la CVC.

El gobierno entra al grupo por medio de Electraguas (ICEL), y de esta forma se forma un grupo de cuatro socios; con iguales derechos y deberes. Contratan un estudio mas concienzudo que arrojó lo siguiente:

1. La posibilidad de construir mas grandes y económicas plantas generadoras. Así poder operar de una forma mas satisfactoria el sistema integrado.
2. La posibilidad de poder utilizar menor capacidad de reservas conjuntas en los embalses.
3. Operar mas económicamente las generadoras térmicas e hidráulicas.
4. Mejor regulación de voltaje.
5. Aprovechar por el efecto de la diversidad, la diferencia en tiempo de las horas pico, para cubrir, con una mejor capacidad instalada, la potencia requerida.

Después de varias reuniones, el ingreso de otras entidades, se logro formar una empresa de carácter estatal, paralelo a la sociedad anónima.

El 14 de septiembre de 1967 se crea **INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. (ISA)** de acuerdo a la escritura pública número 3057, que tendría como socios a:

1. La corporación autónoma regional del Cauca, CVC.
2. La central Hidroeléctrica del Río Anchicayá, CHIDRAL.
3. Las empresas públicas de Medellín, EEPPM.
4. Electraguas, ICEL.
5. La empresa de Energía Eléctrica de Bogotá, EEEB.
6. La Central Hidroeléctrica de Caldas, CHEC.

Dicha sociedad ha ido creciendo y atendiendo las demandas que se han presentado. Es así como en 1982 se interconecta con la Costa Atlántica, con una línea de quinientos mil voltios (500 kV.); esto permite el intercambio con el sistema de CORELCA.

A principios de los 90, análisis efectuados entre el Gobierno Nacional y empresas de energía eléctrica, concluyeron que el sector eléctrico debía reestructurarse para permitir la competencia e incentivar la eficiencia empresarial y la participación privada.

En el año de 1992 se inició las grandes reformas del sector eléctrico; el gobierno nacional presentó al congreso de la república dos proyectos de ley:

- La ley eléctrica.
- La ley de servicios públicos.

En los proyectos de ley se proponía la creación de un mercado libre de generación, la libertad de acceso a las redes de transmisión y distribución mediante el pago de peajes y la separación contable de las actividades.

Para ISA se plantea la redefinición de su objeto social.

La ley eléctrica y la ley de servicios públicos domiciliarios, sancionadas el once de julio de 1994, establecieron el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional y el régimen de servicios públicos domiciliarios.

La escisión de ISA se inició en febrero de 1994, y finalizó en abril de 1995.

**Interconexión Eléctrica S. A. E.S.P. –ISA** – Conservo su naturaleza jurídica de sociedad comercial anónima, del orden nacional; que tiene por objeto:

1. Operación y mantenimiento de su propia red de transmisión.
2. Expansión de la red nacional de interconexión.
3. Planeación y coordinación de la operación de los recursos del sistema interconectado nacional.
4. Administración del sistema de intercambios y comercialización de energía en el mercado mayorista.
5. Prestación de servicios técnicos en actividades relacionadas con su objetivo.

**ISAGEN S.A. E.S.P.:** es una empresa de servicios públicos mixta constituida como sociedad anónima que tiene por objeto:

1. Producir, vender y comercializar energía eléctrica.
2. Construir o adquirir las centrales que requiera su plan de desarrollo y crecimiento.
3. Participar en otras sociedades y en otras empresas de servicios públicos; o en las que tenga como objeto principal la prestación de un servicio público o la provisión de un bien indispensable para cumplir su objeto social.

## 1.2 SISTEMA DE POTENCIA

El sistema de potencia comprende todo lo relacionado con la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica.

### 1.2.1 Generación

Comprende el como se genera energía eléctrica. Esta puede ser generada por centrales eléctricas de tipo hidráulica, térmica, eólica, termo nuclear, etc.

Dentro de este campo se debe de tener en cuenta los generadores, transformadores de elevación y demás instalaciones.

La generación se realiza por lo general a tensiones entre seis mil ochocientos voltios (6.8 kV.) y diez y seis mil voltios (16 kV.).

### 1.2.2 Transmisión

Comprende todos los elementos que se necesitan para transmitir la potencia, desde los puntos de generación hasta los centros de carga; a una tensión superior o igual a doscientos treinta mil voltios ( $\geq 230$  kV.). Comprende las subestaciones, líneas de transmisión, transformadores, etc. Se debe de tener presente que se debe de involucrar los diferentes sistemas de interconexión.

#### 1.2.2.1 Subtransmisión

Es la transmisión que se realiza a una tensión de ciento quince mil voltios (115 kV.). involucra subestaciones, líneas de transmisión, transformadores, etc.

### 1.2.3 Distribución

Es la que se realiza a una tensión inferior de ciento quince mil voltios ( $< 115$  kV.). Comprende subestaciones de reducción, transformadores, líneas, etc.

A nivel de la industria, por lo general, se utiliza tensiones de sesenta y seis mil voltios (66 kV.), cuarenta y cuatro mil voltios (44 kV.).

A nivel comercial y residencial se utiliza tensiones de trece mil doscientos voltios (13.2 kV.), siete mil seiscientos voltios (7.6 kV.), cuatrocientos ochenta voltios (480 V), doscientos veinte voltios (220 V) y ciento quince voltios (115 V.).

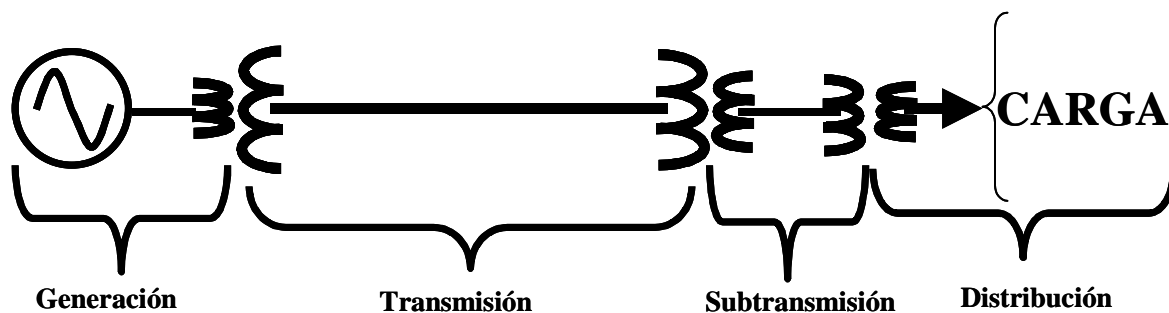


Figura 1. Sistema de Potencia

## 2 SUBESTACIONES

### 2.1 Objeto de una subestación en el Sistema de Potencia

Debido a que la tensión de generación es relativamente baja y la ubicación de donde se genera es alejada de los centros de consumo, el transporte de energía a estos niveles es demasiado costoso. Para que el costo del transporte sea razonable es necesario elevar el nivel de tensión; pero esto depende de:

- La potencia a transmitir.
- La longitud de la línea.
- Las pérdidas.
- Y otras muchas más.

En nuestro medio, estos niveles suelen ser de 115, 230 kV. Esta operación se realiza en un lugar conocido como estación de transformación primaria o Subestación Primaria. Una vez hecha la conducción por las líneas de transmisión que puede ser de 115, 230 ó 500 kV, en los centros de consumo se procede a su distribución; requiriendo así de las subestaciones de distribución, que reducen la tensión a niveles de 44, 13.2 kV. Algunas veces se enlazan sistemas por medio de subestaciones de interconexión. Finalmente se reduce la tensión a un valor adecuado para los centros de consumo en unos lugares o casetas de transformación, cuyo elemento principal es el transformador de distribución.

### 2.2 Subestación

Es un punto dentro del sistema de potencia en el cual se cambian los niveles de tensión y corriente con el fin de que las pérdidas sean menores y realizar una distribución más óptima.



Además es el centro donde se recibe y reporta la energía que se produce en las centrales de generación, maniobrando y operando su destino final a los diferentes lugares de consumo, a la vez que realiza un ajuste a la calidad de la misma.

### 2.3 Características de operación de una subestación

Las subestaciones deben de ofrecer las siguientes características:

1. Flexibilidad: Es la propiedad de la instalación para acomodarse a diferentes condiciones que se puede presentar, bien sea por:
  - Mantenimiento.
  - Cambios en el sistema.
  - Fallas.
2. Confiabilidad: Propiedad de suministrar energía durante un periodo de tiempo dado, bajo la condición que al menos un componente de la subestación pueda repararse durante la operación.
3. Seguridad: Propiedad de la instalación para continuidad del servicio sin interrupción alguna durante fallas de los equipos de potencia, especialmente interruptores. La seguridad implica confiabilidad.
4. Modularidad: Facilidad de cambiar de configuración cuando sus necesidades o el sistema lo requieran.

### 2.4 Clasificación de las subestaciones

Esta clasificación se realiza bajo unos criterios que cubren los tipos existentes en nuestro medio.

#### 2.4.1 Función dentro del sistema:

##### 2.4.1.1 De Generación:

Estación primaria de la energía producida por las centrales de generación. Su principal objetivo es al de elevar los niveles de tensión para reducir la corriente y lograr así economía.

### **2.4.1.2 De Transmisión:**

Interconectan los diferentes líneas de transmisión de 115, 230 ó 500 kV. Algunas veces las de 115 ó 230 kV alimentan barrajes de 34.5 y / ó 13.2 kV.

### **2.4.1.3 De Subtransmisión.**

Interconectan líneas de transmisión de 44 ó 34.5 kV, para ser transportada a cargas no muy elevadas y a distancias moderadas.

### **2.4.1.4 De Distribución.**

Reduce la tensión a niveles de distribución de 13.2 kV. Se envía a centros de carga industrial o residencial, donde se encuentran transformadores de distribución; que son los encargados de reducirla a 440, 220 ó 120 V. Para alimentar los usuarios.

## **2.4.2 Tipo de Operación.**

### **2.4.2.1 De Transformación.**

Donde se transforma la tensión a valores adecuados para su transporte. Puede ser elevadora, donde la tensión de salida es mayor que la de entrada o reductora, en donde la tensión de salida es menor que la de entrada. Para este fin utilizan transformadores.

### **2.4.2.2 De maniobra**

Es donde se unen algunas líneas de transmisión con otras, con el fin de ofrecer una mayor confiabilidad y continuidad al servicio. El nivel de tensión es uno.

## **2.4.3 Forma constructiva**

### **2.4.3.1 Por Montaje:**

#### **2.4.3.1.1 Subestación Interiores:**

Donde sus elementos se instalan en el interior de edificios.

### 2.4.3.1 Subestaciones Exteriores o a la intemperie:

Sus elementos se instalan en el exterior, en condiciones ambientales.

### 2.4.3.2 Tipo de equipo

#### 2.4.3.2.1 Subestación Convencional:

Es del tipo exterior, la instalación de sus equipos es abierta sin que nada la proteja. El aislamiento es el medio ambiente.

#### 2.4.3.2.2 Subestación encapsulada:

Las partes vivas o energizadas se encuentran confinadas por un medio metálico y su aislamiento es un gas.

#### 2.4.3.2.3 Subestación Móvil:

Su conjunto de equipos esta instalado en un remolque. Su principal objetivo es la de ser utilizada para emergencias, en cualquier punto del sistema.

## 2.5 Elementos principales de las subestaciones

La disposición, características y cantidad de equipo para cada subestación, depende de la configuración escogida.

En Colombia, las mas usadas son las de tipo convencional por lo cual serán tomadas como referencia. En esta clase de subestaciones, aparte de encontrar estructuras y soportes que facilitan la llegada y salida de líneas, un conjunto que se denomina "Elementos principales"; los cuales se clasifican en:

### 2.5.1 Equipos de Patio

Elementos constitutivos del sistema de potencia que se encuentran instalados en el patio de conexiones. Se ubican en la intemperie, por lo general, los cuales son:

1. Transformador de Corriente: CT.
2. Transformador de Potencia: PT.
3. Transformador de Potencial: T

4. Autotransformador: A (En algunas subestaciones).
5. Interruptor: I.
6. Seccionador: S.
7. Pararrayos: PQ.
8. Trampa de Ondas: TO
9. Barrajes y Estructuras.

El espacio ocupado por el conjunto de equipos pertenecientes a una misma salida de la subestación se conoce o denomina como Campo o Bahía. que se utilizan para conectar una línea de transmisión, o un transformador, o un Autotransformador, al barraje de una subestación, al igual que los equipos que se utilizan para seccionar o acoplar Barrajes o para transferir la carga de un barra a otro.

### 2.5.2 Equipos de Tablero

Son todos los elementos de control, medición y protección, indicadores luminosos y alarmas, instalados en la caseta de control. Su función es la de facilitar la supervisión y control de la subestación.

### 2.5.3 Servicios Auxiliares

Conjunto de instalaciones formadas por las fuentes de alimentación de corriente continua y alterna, de baja tensión que se utilizan para alimentar los sistemas de control, protección, señalización, alarmas, alumbrado, contra incendio.

## 2.6 Esquemas de las subestaciones

La conexión entre los diferentes elementos que integran la subestación en un diagrama esquemático, que conecta en forma simbólica y a través de un hilo todo el equipo mayor de la instalación de la instalación (Diagrama Unifilar) simple permite observar su forma de operación y la de cada uno de los circuitos.

### 2.6.1 Tipos de Esquemas

Existen dos tendencias generales:

### 2.6.1.1 Europea

Se basa en conexión de barras. Cada circuito tiene un interruptor, con la posibilidad de conectarse a una o mas barras por medio de seccionadores. Se utilizan con frecuencia para niveles inferiores de 245 kV.

#### 2.6.1.1.1 Barra sencilla

Subestación con una sola barra y un solo interruptor por circuito.

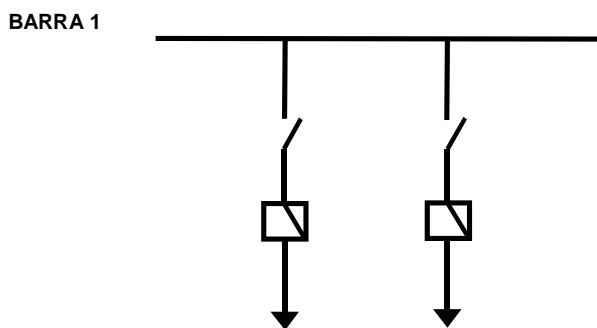


Figura 1. Barra Sencilla

#### 2.6.1.1.2 Barra principal más barra de transferencia

Subestaciones constituidas por una sola barra principal (B1). Adicionalmente se instala una barra auxiliar que sirve para transferir cualquier circuito por medio de un interruptor que puede reemplazar el del circuito transferido.

La barra auxiliar se llama barra de transferencia (B3). El interruptor que une la barra principal con la barra de transferencia se llama interruptor de transferencia. El seccionador de transferencia es el que une el circuito a la barra de transferencia.

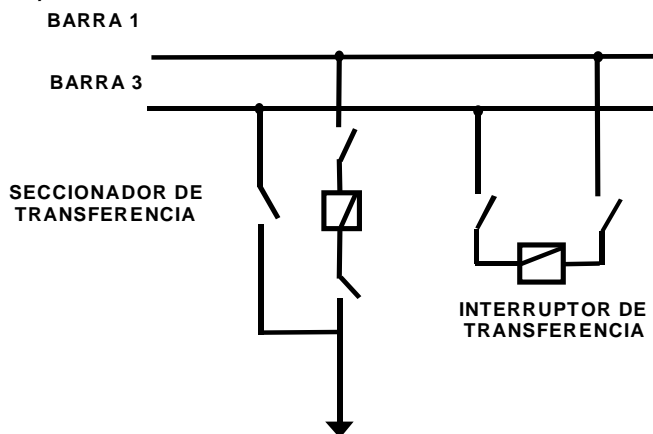


Figura2. Barra Principal mas Barra de Transferencia

### 2.6.1.1.3 Doble barra

Subestación donde las dos barras son igualmente importantes. Se puede operar la subestación con una cualquiera o ambas barras energizadas.

El interruptor que une las dos barras se llama interruptor de acople o acoplamiento de barras.

Este tipo de subestación puede ser operado considerando una barra principal (B1) y la otra como barra de reserva (B2), o sea, todos los circuitos en una barra y sólo durante un mantenimiento se pasan a la otra.

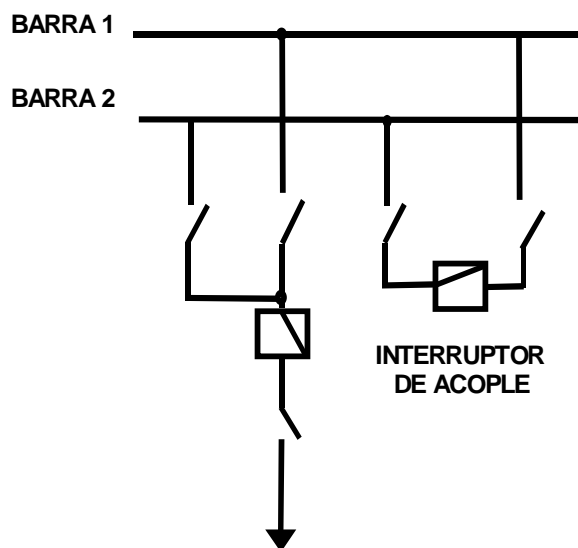


Figura 3. Doble Barra

### 2.6.1.1.4 Doble barra más seccionador de *by-pass*

Subestaciones con dos barras principales que pueden operar como doble barra. Adicionalmente durante mantenimiento, un seccionador de *by-pass* puede transferir un circuito de una barra a otra, con el uso de un interruptor.

Este último interruptor hace las veces (no simultáneamente) de acople de barras o de interruptor de transferencia.

En algunos casos se secciona una de las barras con un interruptor.

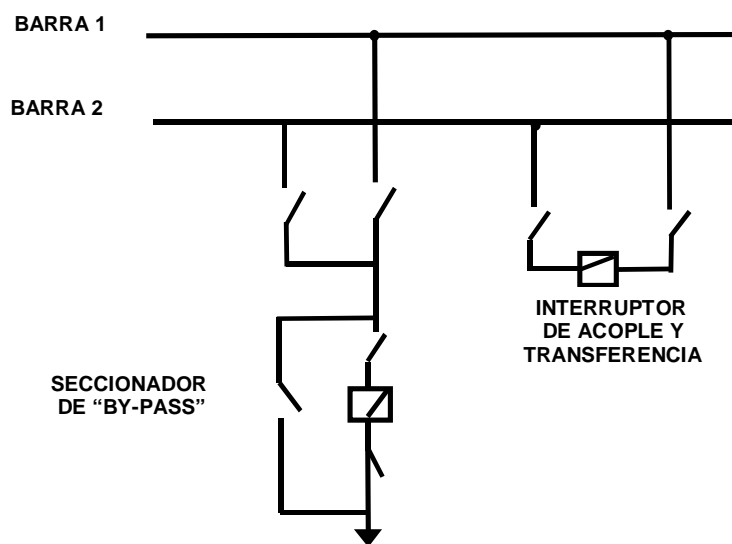


Figura 4. Doble Barra mas seccionador de By – Pass

#### 2.6.1.1.5 Doble barra combinada con transferencia

Tiene el mismo funcionamiento de la anterior, pero con un menor número de seccionadores.

En este caso a la barra 2 se le llama también barra de By-pass o de transferencia.

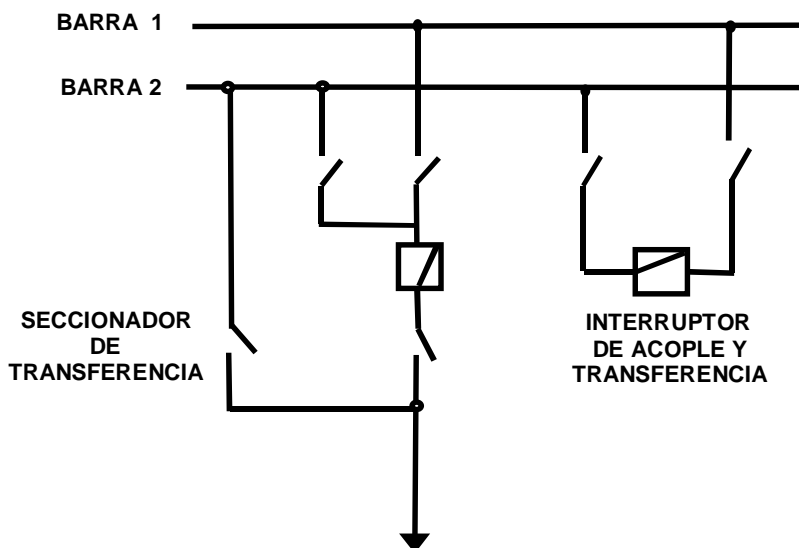


Figura 5. Doble Barra Con transferencia.

2.6.1.1.6 Doble barra con doble interruptor

Subestaciones con dos barras principales y dos interruptores por salida. Se opera normalmente con todos los interruptores cerrados y las dos barras energizadas.

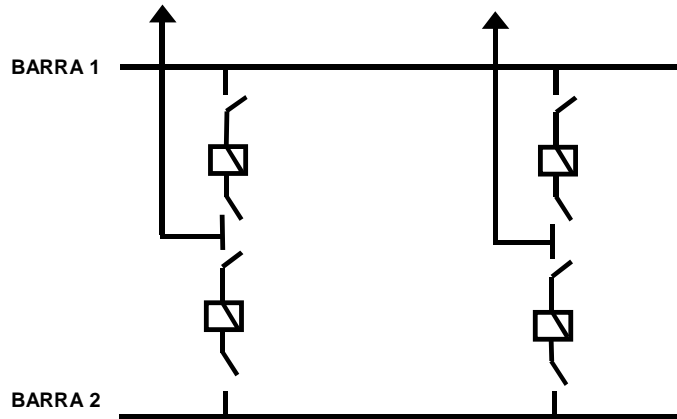


Figura 6. Doble Barra con doble Interruptor

2.6.1.1.7 Doble barra más barra de transferencia

Subestación con dos barras principales y una barra de transferencia (Tres barras). Se independizan las funciones de acople y transferencia. El interruptor que une las dos barras principales se llama interruptor de acople. El interruptor que une la barra de transferencia con una de las barras principales se llama interruptor de transferencia.

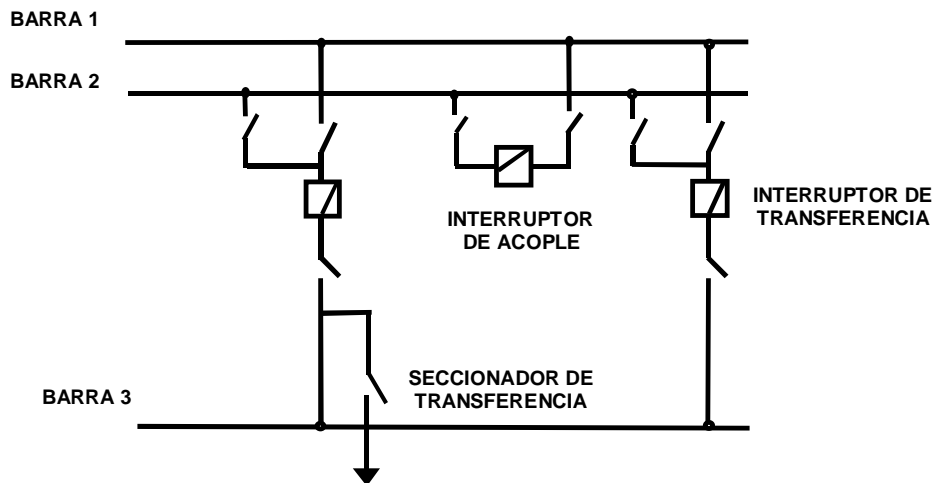


Figura 7. Doble Barra mas Barra de Transferencia



Como una alternativa se puede utilizar un solo interruptor para las operaciones de acople y transferencia, así:

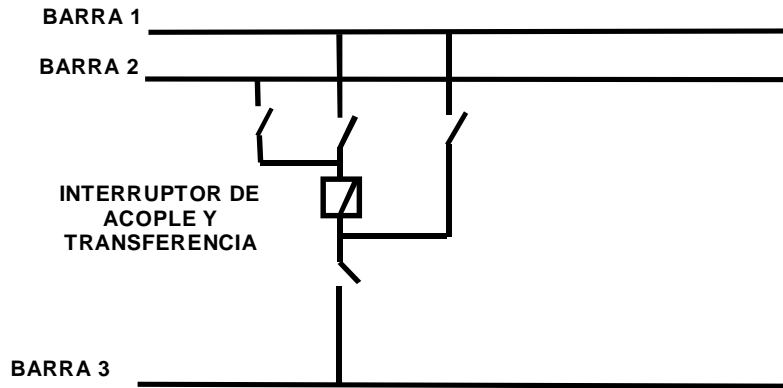


Figura 8: Otra alternativa

### 2.6.1.2 Americana:

Se basa en la conexión de interruptores. Los circuitos se conectan a las barras o entre ellos por medio de uno o mas interruptores.

#### 2.6.1.2.1 Interruptor y medio

Debe su nombre a que requieren tres interruptores por dos salidas. Cada grupo de tres interruptores (diámetro) interconectan las dos barras principales. Se opera normalmente con todos los interruptores cerrados y las dos barras energizadas.

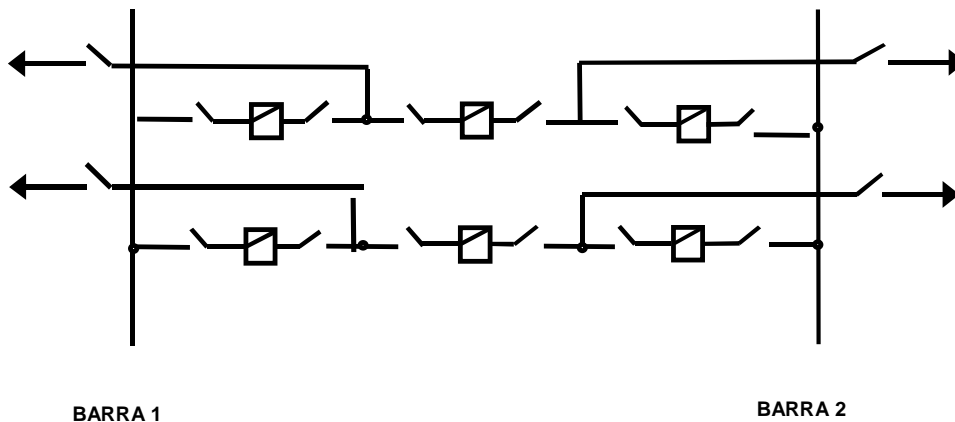


Figura 9. Interruptor y Medio

### 2.6.1.2 Anillo

En esta configuración no existe una barra colectora propiamente dicha, los circuitos se conectan alternadamente a un anillo formado por interruptores. Se opera normalmente con todos los interruptores cerrados.

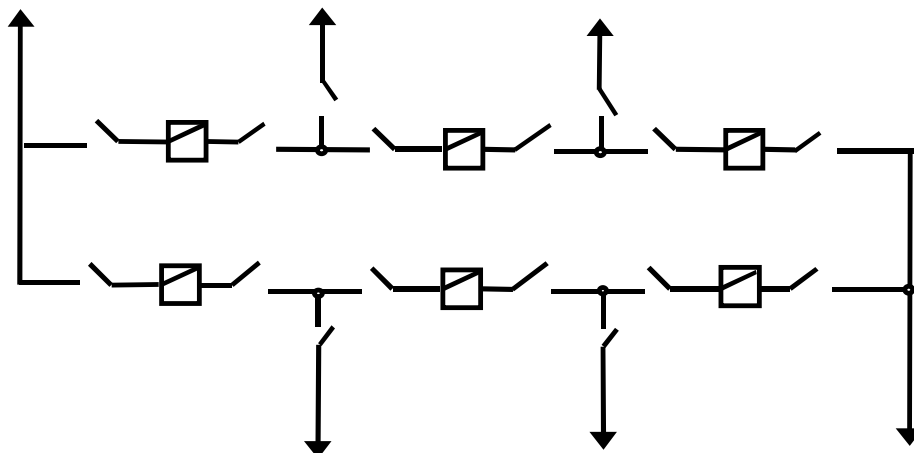


Figura 10. Anillo

## 3 EL TRANSFORMADOR

### 3.1 Clasificación

#### 3.1.1 Transformadores de Medida

Son aquellos que por su diseño sirven para bajar los niveles altos de tensión y / o corriente a niveles admisibles para que los equipos de medida y protección puedan funcionar. Son una imagen proporcional de la magnitud eléctrica del sistema a medir.

Los transformadores de medida de tensión, en su devanado secundario, un devanado sirve tanto para medida como para protección.

Los transformadores de corriente, los que se utilizan para medida son diferentes a los utilizados para protección. La diferencia radica en que los de medida deben de trabajar lo mas posible bajo condiciones normales de operación; mientras que los de protección deben de operar correctamente entre márgenes muy amplios de carga, desde corrientes mínimas hasta valores muy altos.

##### 3.1.1.1 Transformador de Potencial "PT"

Su conexión se realiza en paralelo con el sistema. Por lo general son monofásicos. Su función es la de bajar la tensión de niveles del orden de Kilo Voltios (kV) a niveles de voltios (120, 115 ó 110 Voltios). La tensión que entregan en su secundario es proporcional al voltaje del primario y a una potencia máxima en Voltio Amperios (VA) especificada y dentro de ciertos errores limites.

##### 3.1.1.1.1 Características de los PT

1. Margen muy amplio de variación de la carga secundaria (Burden), el voltaje secundario debe permanecer constante o muy cerca de su valor nominal.
2. El devanado secundario NUNCA se cortocircuita cuando se encuentre energizado; ya que esto hace que los fusibles se calienten o los alambres se sobrecalientan dañando el aislamiento.

### 3.1.1.1.2 Errores en los PT

1. Error en la relación de transformación, la cual se define así:

$$\frac{K_n (V_s - V_p)}{V_p} * 100$$

**$K_n$** : Relación de Transformación nominal.

**$V_p$** : Voltaje Primario Real.

**$V_s$** : Voltaje Secundario Real.

2. Error de ángulo de Fase: Diferencia angular entre los vectores de Voltaje Secundario en dirección contraria y Voltaje Primario

### 3.1.1.1.3 Conexiones de los PT

#### 3.1.1.1.3.1 Conexión Y

Las tres fases del secundario se conectan en Y con el neutro puesto a tierra. Es utilizado para los equipos que necesitan las tensiones Fase – Tierra del sistema; por ejemplo Vatímetros, Relés de distancia, Contadores de energía activa.

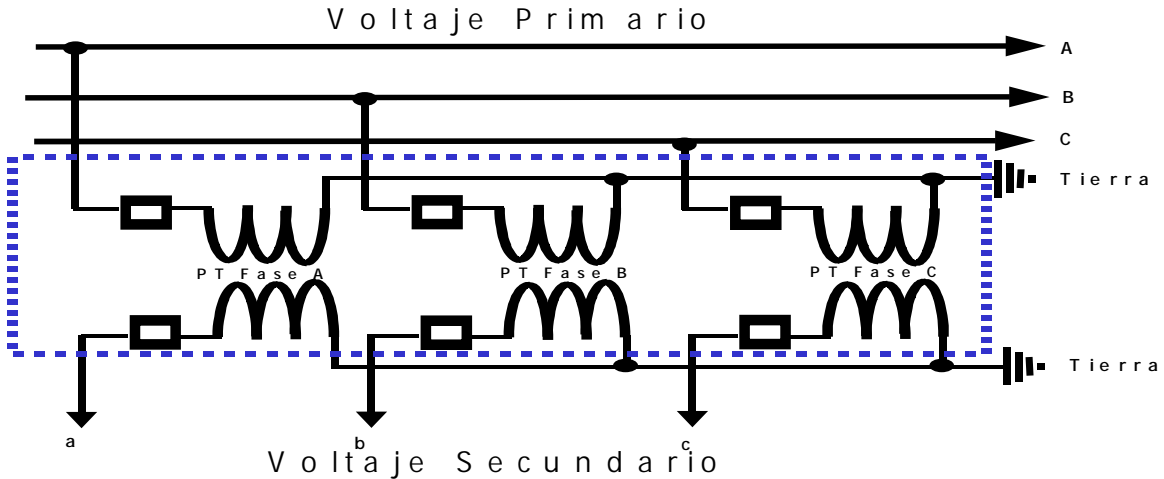
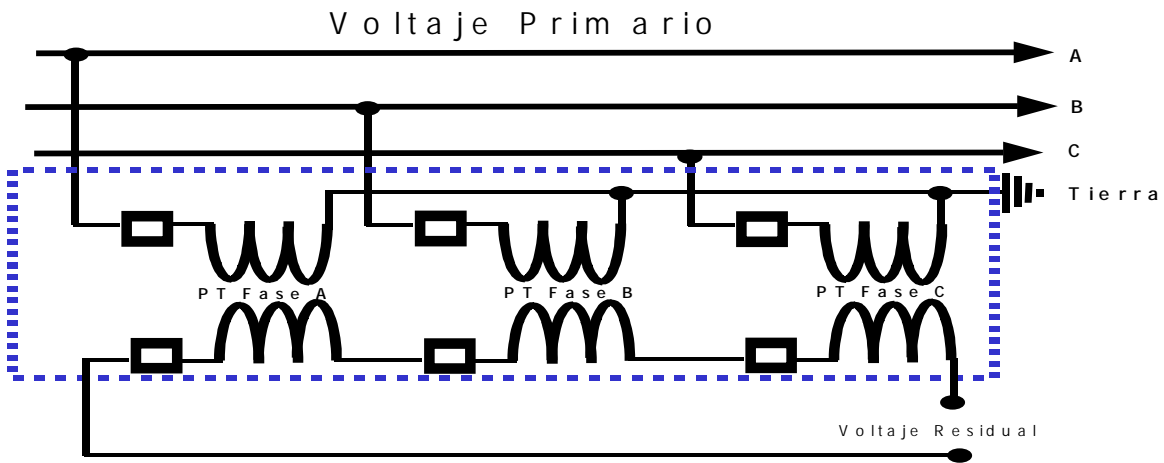


Figura 1. Conexión Y

### 3.1.1.1.3.2 Conexión Delta abierta o Triángulo

Los secundarios de las tres fases se conectan en delta, pero uno de sus vértices no se cierra. Es utilizado para la polarización de los relés direccionales de falla a tierra, ya que en condiciones de falla se desarrolla una tensión igual a tres veces (3) la tensión de secuencia cero. En condiciones normales, aparece una tensión aproximadamente igual a cero.



Voltaje Secundario

Figura 2. Conexión Delta abierto

### 3.1.1.1.3.3 Conexión en V

Es utilizado cuando por razones de economía, se tiene solamente 2 PT en un sistema trifásico y donde la tensión Fase – Neutro no se necesita. Un ejemplo, en sistemas aislados de tierra como de un barraje de generador que solamente necesita la tensión Fase - Fase.

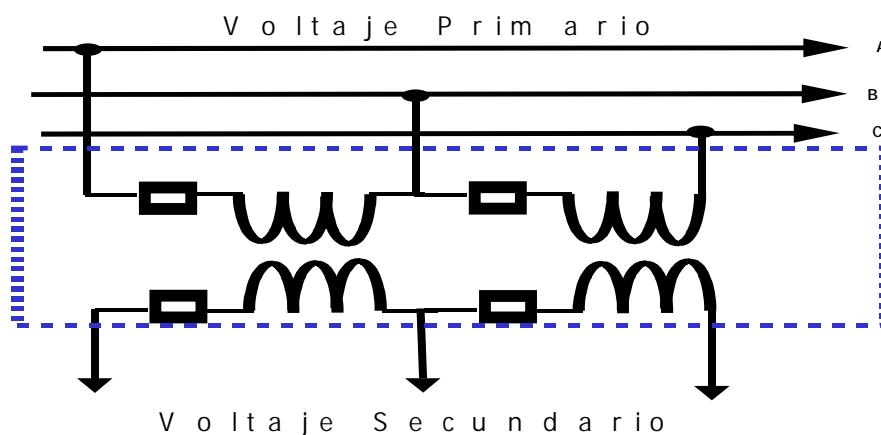


Figura 3. Conexión en V

### 3.1.1.1.4 Tipos de PT

El diseño de un PT, su forma constructiva, depende de:

1. Problemas de aislamiento.
2. Enfriamiento.
3. Esfuerzos mecánicos.
4. Nivel de Tensión.

Por tal motivo se han desarrollado los siguientes tipos:

#### 3.1.1.1.4.1 PT Capacitivo

Es un divisor capacitivo. Es utilizado por que la impedancia de la fuente es capacitiva y puede ser compensada con un reactor o una inductancia. Si se utilizara un divisor de tensión resistivo la tensión de salida se vería afectada por la resistencia de carga (BURDEN).

- Se diseñan por lo general para altas y extra alta tensión.
- Su aislamiento por lo general es el aceite.
- Se construyen monofásicos.
- Se construcción es a base de condensadores.

### 3.1.1.1.4.2 PT Inductivo

Su construcción es basada en inductancias. Su relación de transformación se basa en la inducción magnética.

- Se utilizan bobinas.
- Por su forma constructiva son mas costosos.

### 3.1.1.2 Transformador de Corriente "CT"

Su conexión es en serie con el sistema. La impedancia de su devanado es despreciable con respecto al sistema de potencia.

#### 3.1.1.2.1 Características de los CT

1. En un margen muy amplio de variación de la carga secundaria (Burden), la corriente secundaria no se ve afectada.
2. Si el primario se encuentra energizado, el secundario no PUEDE estar abierto; ya que se desarrollarían voltajes demasiado altos limitados por la impedancia de la rama de magnetización.
3. Los errores que se pueden presentar de relación y de ángulo de fase, son fácilmente calculados si se conoce la característica de magnetización e impedancia de carga (Burden).

#### 3.1.1.2.2 Errores en los CT

##### 3.1.1.2.2.1 Error en la Relación de Transformación

Diferencia entre la magnitud de relaciones de Corriente Primaria  $I_p$  y Corriente Secundaria  $I_s$  nominales.

##### 3.1.1.2.2.2 Error en ángulo de fase

Diferencia en el ángulo de fase entre las corrientes primaria y secundaria.

##### 3.1.1.2.3 CT de Clase X

Para algunas aplicaciones practicas, es mas fácil expresar el comportamiento de los CT de acuerdo a su característica de saturación, que indica la máxima fuerza electromotriz que puede ofrecer el CT. De esto se deduce la definición de "KNEE POINT", Punto de Inflexión o Cambio, es el punto en el cual un incremento del 10 % de la fuerza electromotriz secundaria, significa un incremento del 50 % en la corriente de excitación.

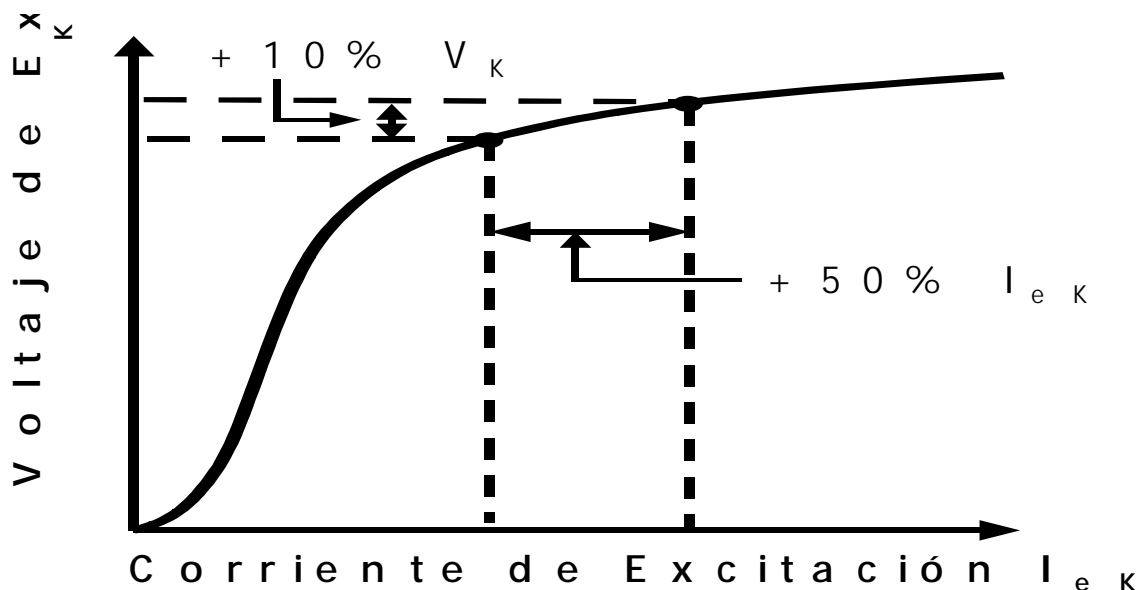


Figura 4. Característica de Excitación

### 3.1.1.2.4 Tipos de CT

#### 3.1.1.2.4.1 De Arrollamiento Primario

El conductor primario es de una gran sección, con esta característica puede conducir las corrientes de corto circuito. Tiene en general Arrollamiento para poder ofrecer una mayor relación de transformación, con menos vueltas en ele secundario.

#### 3.1.1.2.4.2 Tipo Barra o Buje

El primario no posee arrollamiento, ya que la barra o el conductor del sistema cumple dicha función. El secundario se arrolla sobre un núcleo toroidal, con los suficientes espacios para el aislamiento. Usados comúnmente en los bujes de los transformadores o interruptores.

#### 3.1.1.2.4.3 Montaje Separado

Son utilizados cuando no se pueden montar dentro de los bujes del transformador o interruptor. Su construcción consiste en un conductor primario en forma de U, el cual es introducido en un aislador de porcelana lleno de aceite donde se sitúa el secundario.



### 3.1.2 Transformadores de Potencia

Es el elemento mas costoso dentro de una subestación de transformación.

Este equipo cambia la energía eléctrica de corriente alterna de un nivel de voltaje a otro nivel, ya sea inferior o superior, mediante la acción de un campo magnético.

Los transformadores de potencia varia la tensión y corriente de entrada a una tensión y corriente de salida diferente. Según donde se ubiquen pueden ser:

1. **Transformador de Generación:** Se localiza en las centrales de generación. Este recibe una tensión menor y una corriente muy grande para poder transformar la tensión a unos altos niveles y reducir la corriente. Por lo general se genera entre 6.8 kV hasta 18 kV y el transformador eleva dicha tensión hasta 115 kV o mas.
2. **Transformador de Subestación:** Este recibe un nivel de tensión y la eleva para poder transmitir. En el extremo opuesto se encuentra otro transformador para reducir dicha tensión.
3. **Transformador de distribución:** Este es que entrega la tensión a niveles admisibles para la industria, comercio, etc.

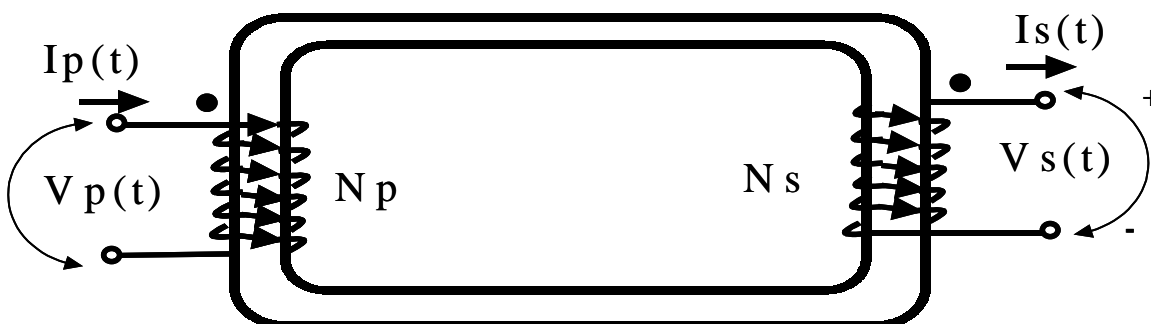


Figura 5. Esquema de un Transformador

La figura 5 nos muestra el esquema de un transformador, con los siguientes componentes:

1. **Np:** Bobinado Primario.
2. **Vp:** voltaje Primario.
3. **Ip:** Corriente Primaria.
4. **Ns:** Bobinado Secundario.

- 5. **Vs:** Voltaje Secundario.
- 6. **Is:** Corriente secundaria.

El bobinado primario ( $N_p$ ) posee  $n$  espiras y el bobinado secundario ( $N_s$ ) posee otro tanto de espiras. La relación de voltaje primario ( $V_p$ ) y el voltaje secundario ( $V_s$ ) inducido es:

$$\frac{V_p(t)}{V_s(t)} = \frac{N_p}{N_s} = a$$

Donde **a** se define como **RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN**

$$a = \frac{N_p}{N_s}$$

La relación de la corriente del primario ( $I_p$ ) y la corriente del secundario ( $I_s$ ) esta dada por:

$$N_p * I_p(t) = N_s * I_s(t)$$

$$\frac{I_p(t)}{I_s(t)} = \frac{1}{a}$$

En términos generales, podemos decir:

$$\frac{V_p(t)}{V_s(t)} = \frac{I_s(t)}{I_p(t)} = \frac{N_p}{N_s} = a$$

La potencia en un transformador ideal se encuentra dada por:

$$P_{ent} = V_p * I_p * \cos \theta_p$$

Esto es en la entrada. El ángulo  $\theta_p$  es el desfaseamiento entre la tensión y la corriente de entrada.

$$P_{sal} = V_s * I_s * \cos\theta_s$$

Esto es en salida. El ángulo  $\theta_s$  es el desfase entre la tensión y la corriente de salida.

Teniendo en cuenta, que los ángulos de la corriente y la tensión no se ven afectados en un transformador ideal, entonces los ángulos  $\theta_p$  y  $\theta_s$  son el mismo ángulo  $\theta$ . Las bobinas de un transformador tienen el mismo factor de potencia.

Si se aplica la relación existente entre el voltaje primario y el voltaje secundario y de igual manera a las corrientes primarias y secundarias, podemos decir

$$P_{sal} = V_p * I_p * \cos\theta = P_{ent}$$

La potencia en el lado primario o de entrada es igual a la potencia en el lado secundario o de salida.

Este mismo concepto se puede aplicar a la potencia reactiva y aparente.

$$Q_{sal} = V_s * I_s * \sin\theta = V_p * I_p * \sin\theta = Q_{ent}$$

$$S_{sal} = V_s * I_s = V_p * I_p = S_{ent}$$

### 3.1.3 Transformadores de Conexión a Tierra

También conocido como transformador Zig – Zag, ya que su conexión interna es Delta – Ye ( $\Delta - Y$ ). Su función es la de dar camino a tierra a todas las corrientes de secuencia cero en sistemas no aterrizados. Para protegerlos se utiliza relés de sobrecorriente de tiempo inverso (51).

La conexión de sus Transformadores de Corriente (CT) se realiza en delta para atrapar las corrientes de secuencia cero que circulan en condiciones normales.

## 3.2 CONEXIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

### 3.2.1 Conexión en paralelo

El objetivo es la de aumentar la potencia disponible para alimentar la carga .

Los transformadores o auto transformadores se pueden conectar en paralelo, bajo ciertas condiciones.

La conexión en paralelo se puede realizar:

1. Conectando sus primarios.
2. Conectar sus secundarios.
3. Conectar primarios y secundarios (Es lo mas común).

#### 3.2.1.1 Condiciones para la puesta en paralelo de los transformadores

Los condiciones son:

##### 3.2.1.1.1 Igual frecuencia en las redes a acoplar.

Las frecuencias deben de ser exactamente iguales en todos los transformadores conectados en paralelo, ya que de lo contrario se presentara diferente tensión fasorial.

##### 3.2.1.1.2 Igual sentido de rotación.

Si es diferente se produce un desfaseamiento entre primario y secundario que impediría el acoplamiento.

##### 3.2.1.1.3 Igual relación de transformación en vacío.

En caso contrario por los transformadores circularía una corriente de compensación desde los puntos de mayor potencial a los de menor potencial con las consiguientes perdidas por efecto Joule y la reducción del rendimiento del conjunto.

##### 3.2.1.1.4 Iguales tensiones porcentuales de cortocircuito.

Esta condición debe satisfacerse para que los transformadores acoplados se carguen en igual proporción a sus potencias nominales, es decir que sus índices de carga sean iguales hasta donde sea posible ( $K_1 = K_2$ ).

El índice de carga  $K$  se define como:

$$K = \frac{I}{I_n}$$

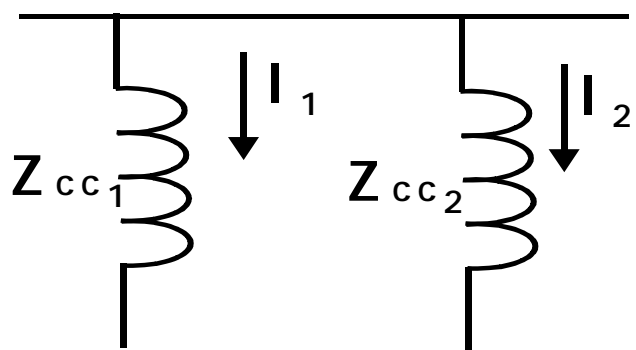


Figura 6. Transformador sin carga conectado en paralelo

Según la figura 6, se tiene:

$$Z_{cc1} I_1 = Z_{cc2} I_2$$

Si afectamos ambos miembros por los valores de corriente y tensión nominal

$$\frac{I_1 Z_{cc1} I_{1n}}{I_{1n} U_L} = \frac{I_2 Z_{cc2} I_{2n}}{I_{2n} U_L}$$

Como

$$K = \frac{I}{I_n}$$

$$\frac{Z_{cc} I_n}{U_L} \times 100 = U_{cc}$$

Donde  $U_{cc}$  es la Tensión Porcentual de cortocircuito.

Entonces la ecuación se puede expresar así

$$K_1 U_{cc1} = K_2 U_{cc2}$$

$$\frac{K_1}{K_2} = \frac{U_{cc2}}{U_{cc1}}$$

De esta ecuación podemos concluir:

1. Para que los índices de carga sean iguales, las tensiones porcentuales también deben de serlo.
2. El transformador con menor  $U_{cc}$  se cargara mas.

Se considera que el funcionamiento en paralelo de transformadores se realiza en condiciones satisfactorias cuando las  $U_{cc}$  no difieren en mas del 10 %.

#### 3.2.1.1.5 Relación de potencias no mayor de 1 : 3.

Para que cada transformador tome una carga proporcional a su propia potencia, la relación de estas no debe de pasar de 1 a 3, esto se debe a que el valor de  $U_{cc}$  depende del tipo de construcción y de la potencia nominal.

#### 3.2.1.1.6 Iguales desfases secundarios respecto al primario.

Se requiere que sean exactas los mismos para evitar deferencias de potencial de un mismo punto.

Esta condición se satisface siempre que los transformadores tengan el mismo índice de conexión.

### 3.2.1.1.7 Igual impedancia.

De igual manera que las tensiones porcentuales de corto circuito. El que tenga menor impedancia se carga mas y su diferencia no debe de ser mayor al 10 %.

## 3.3 Características nominales

Todo equipo posee unas características que son propias, dichas características se conocen como características nominales o de placa.

### 3.3.1 Potencia Nominal ( $P_n$ )

Valor convencional de la potencia aparente dada en unidades de KVA o MVA, destinada a servir de base para el diseño del transformador. La garantía del fabricante y los ensayos que determinan un valor bien definido de la corriente nominal admisible cuando la tensión nominal es aplicada, bajo condiciones específicas en las normas IEEE (Por lo General), sobre ensayos a transformadores de potencia.

Los devanados de un transformador de dos devanados tienen la misma potencia nominal, la cual es por definición la potencia nominal del transformador. En caso de tener mas de dos devanados, se debe de definir la potencia de cada uno de ellos.

### 3.3.2 Tensión nominal de un devanado

La especificada para aplicarse en funcionamiento sin carga, entre los terminales de línea de un transformador polifásico o entre los terminales de un devanado de un transformador monofásico.

### 3.3.3 Tensión Primaria Nominal ( $U_{n1}$ )

La aplicada, bajo condiciones de régimen nominal a la totalidad del devanado primario, sino tiene derivaciones o en la derivación principal.

### 3.3.4 Tensión Secundaria Nominal ( $U_{n2}$ )

La desarrollada en la totalidad del devanado secundario si no tiene derivaciones o en la derivación principal, si las tiene, cuando el transformador funciona sin carga y se aplica la tensión y la frecuencia nominales en el devanado primario.

### 3.3.5 Relación de Transformación nominal ( $a$ )

La existente entre las tensiones nominales de dos devanados. Este valor puede expresarse por la relación entre el valor de la tensión aplicada a un devanado, menor o igual a la tensión nominal o al valor de la tensión desarrollada en el otro devanado. La expresión a utilizar es:

$$a = \frac{V_{n1}}{V_{n2}} = \frac{I_{n2}}{I_{n1}}$$

### 3.3.6 Corriente Nominal ( $I_n$ )

Es la corriente que fluye a través de la terminal de un devanado, obtenido al dividir la potencia nominal del devanado y su tensión nominal (En caso de transformadores trifásicos se debe de multiplicar la tensión por  $\sqrt{3}$ ).

### 3.3.7 Corriente Nominal Secundaria ( $I_{n2}$ )

Corriente que se obtiene de dividir la potencia nominal por la tensión nominal secundaria.

### 3.3.8 Corriente Nominal Primaria ( $I_{n1}$ )

Corriente calculada a partir de la corriente nominal secundaria y la relación de transformación.

### 3.3.9 Tensión Nominal de Corto Circuito o Tensión de Impedancia ( $U_{sn}$ )

De transformadores de mas de dos devanados, relativa a un cierto par de devanados: Tensión a la frecuencia nominal que se debe de aplicar entre los terminales de uno de los devanados, mono o polifásico, del par considerado para hacer circular corriente nominal a través del devanado de potencia nominal mas bajo, estando los terminales del otro devanado del mismo par en corto circuito y los devanados restantes en circuito abierto.



La tensión nominal de coto circuito se expresa usualmente como porcentaje de la tensión nominal del devanado al cual se le aplica la tensión.

### 3.3.10 Grupo de conexión

Nos indica la forma en que esta conectados los devanados y su desplazamiento de fase relativa, expresados por el índice horario. El símbolo de estas conexiones es:

- Triángulo o Delta: D, d.
- Estrella: Y, y.

### 3.3.11 Frecuencia Nominal (F)

Aquella para la cual se diseña el transformador.

### 3.3.12 Refrigeración

Es el medio o la forma en que evacua el calor generado por la circulación de corriente. Podemos diferenciar los siguiente:

#### 3.3.12.1 Refrigeración Natural (Autorrefrigerado - M)

Se refrigera produciendo el movimiento del agente refrigerante únicamente por la diferencia de temperatura.

##### 3.3.12.1.1 ONAN

Refrigeración en aceite natural y aire natural

##### 3.3.12.1.2 OA

Refrigeración en aceite natural y aire natural

#### 3.3.12.2 Refrigeración Forzada (F)

Acelera el movimiento del agente refrigerante por medio de sistemas externos al transformador.

##### 3.3.12.2.1 ODAF

Refrigeración dirigida en aceite forzado y aire forzado

### 3.3.12.2.2 FOA

Refrigeración en aceite forzado y aire forzado

### 3.3.12.2.3 FA2

Refrigeración en aire forzado con dos etapas de ventilación y aceite natural

### 3.3.12.3 Refrigeración de circuito cerrado

Se hace circular en agente refrigerante en un circuito cerrado.

### 3.3.12.4 Combinaciones

#### 3.3.12.4.1 ONAF

Refrigeración en aceite natural y aire forzado

#### 3.3.12.4.2 ONAF II

Refrigeración en aceite natural y aire forzado con dos etapas de ventilación

#### 3.3.12.4.3 FA

Refrigeración en aire forzado y aceite natural

#### 3.3.12.4.4 OB

Refrigeración en aceite natural y aire forzado (Estructura de radiadores con ventiladores)

### 3.3.13 Nivel de Aislamiento

Conjunto de valores de tensión, tanto en la frecuencia industrial como de impulso, que caracterizan al aislamiento de cada uno de los devanados y sus partes asociadas desde el punto de vista de su aptitud para soportar los esfuerzos dieléctricos. Dichos niveles se encuentran normalizados.

### 3.4 CAMBIADOR DE TAP` s

Tiene el fin de mantener un nivel de tensión constante en cuanto sea posible para cualquier variación de carga.

#### 3.4.1 Cambiador de Tap` s para operar en vacío

Ajustan la tensión al no estar en servicio, sin carga.

Normalmente este ajuste es de  $\pm 5 \%$  con tres posiciones o  $\pm 2.5 \%$  y  $\pm 5 \%$  con cinco posiciones.

Para realizar el cambio de Tap` s se debe de tener el transformador sin tensión por alta y baja, sin excitación.

#### 3.4.2 Cambiador de Tap` s para operar con carga

Varían la tensión estando el transformador en servicio. Estos cambiadores son de mucha velocidad, se equipan con resistencias limitadoras de corriente y se acciona con un motor de paso, manualmente o automáticamente.

### 3.5 PROTECCIONES DE LOS TRANSFORMADORES

Todo transformador, autotransformador o reactor se debe de vigilar para poder realizar la acción de protección a dicho equipo. Dicha protección se realiza a los problemas que pueden presentar, las cuales se clasifican en mecánicas y eléctricas.

#### 3.5.1 Protecciones Mecánicas

Protegen al equipo ante las fallas mecánicas que pueda presentar como son gases, calentamientos y sobrepresiones. Podemos distinguir algunas, como:

### 3.5.1.1 Protección Relé Bucholz

Es una protección simple y eficaz. Se utiliza en todos los equipos inductivos sumergidos en aceite, equipados con depósito de expansión. Su operación se basa en que los gases que se generan dentro del equipo tienden a subir. Dichos gases se pueden generar por pequeños cortos internos entre los devanados. Este relé posee una pequeña cámara donde se pueden alojar dichos gases; además se encuentran dos contactos, uno para alarma y otro para disparo. El relé se coloca en la parte superior del equipo entre el tanque principal y el de conservación o de expansión.

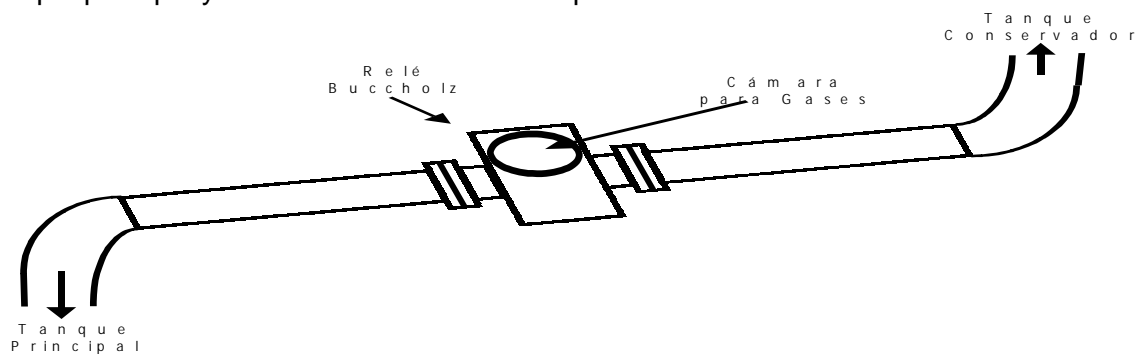


Figura 7. Ubicación Relé Bucholz

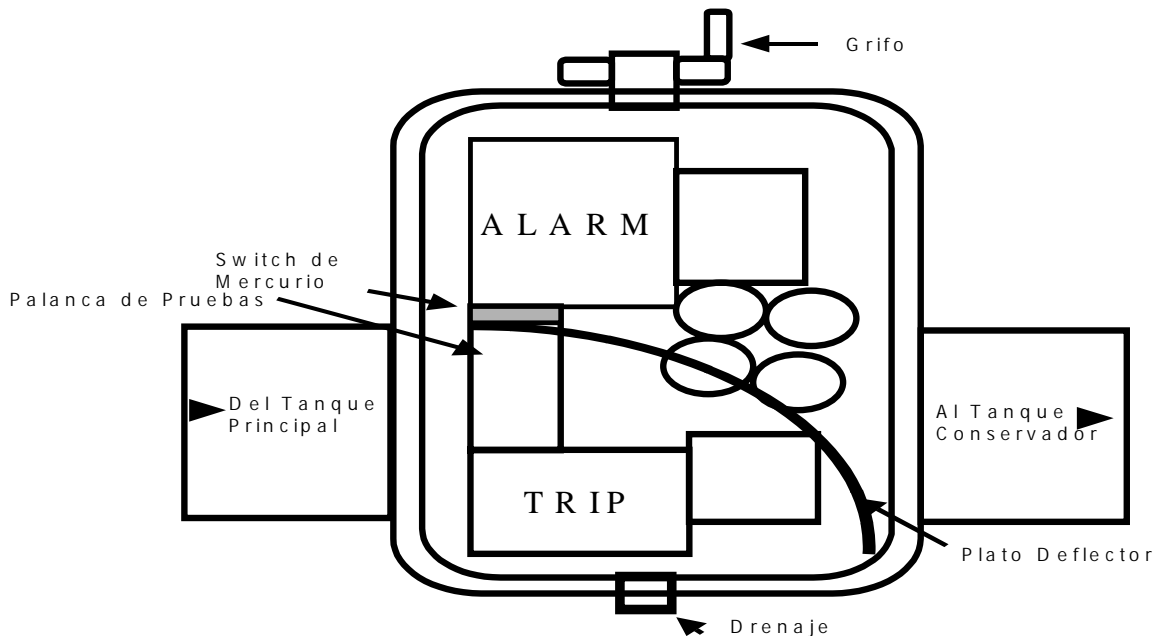


Figura 8. Relé Bucholz

### 3.5.1.2 Protección Sobre Temperatura

Es un elemento sensible a los cambios de temperatura. Se utiliza la técnica de Imagen Térmica; la cual consiste en un elemento censor de temperatura que se coloca en un compartimento en la parte superior del equipo. En dicho compartimento se coloca una resistencia que varía con la temperatura. Esta resistencia reproduce la imagen de la temperatura de los diferentes devanados, la cual es mayor que la del aceite.

Otro método es el del tubo capilar, el cual se llena de un líquido que transmite el cambio de la temperatura.

### 3.5.1.3 Protección Sobre Presión

Elemento mecánico sensible a las variaciones bruscas de presión, que se originan por los gases. Se coloca en la parte superior del tanque principal, sobre el nivel máximo de aceite. Su graduación se realiza de tal forma que ante variaciones de presión producidas por las maniobras operacionales normales no responda. Es un elemento muy sensible a fallas internas. Opera entre medio ciclo y 37 ciclos, dependiendo de la gravedad de la falla.

## 3.5.2 Protecciones Eléctricas

Protegen al equipo ante las fallas eléctricas que pueda presentar por la presencia de cortos entre los diferentes devanados o conexiones.

Las fallas que se presentan se pueden clasificar como:

1. Fallas entre espiras: Pueden ser del mismo devanado o entre devanados.
2. Fallas a tierra a través del devanado o del terminal del devanado.

Estas fallas se detectan por el desbalance de corriente o voltajes. Se generan por diferentes motivos como son:

Falla entre espiras:

- Punto de contacto resultante de las fuerzas mecánicas.
- Deterioro del aislamiento por sobrecargas excesivas.
- Pérdida de alguna conexión.
- Ruptura dieléctrica del aislamiento por los impulsos de tensión.

Las anteriores causas se pueden aplicar también a las fallas a tierra.

Un Autotransformador o transformador se puede someter durante largos periodos de tiempo a sobrecargas, estando estas limitadas por el límite de elevación de temperatura y el medio de refrigeración. Estas sobrecargas producen deterioro en los aislamientos.

Los cortos circuitos externos se encuentran limitados por la impedancia del transformador; de manera que si el valor de la impedancia es pequeño, la corriente de corto circuito puede resultar excesiva y producir esfuerzos mecánicos debido a los esfuerzos magnéticos que originan desplazamientos en las bobinas o fallas en las conexiones.

### 3.5.2.1 Protección Diferencial

Detecta los corto circuitos y las dobles puestas a tierra en las que, por lo menos, una de ellas se encuentra en su dominio de protección, así como los defectos simples a masa cuando el devanado afectado esta unido a tierra por medio de una resistencia óhmica de pequeño valor. Detecta todos los cortocircuitos entre espiras.

Es una protección sensible que interviene rápidamente en caso de fallas internas. Se usa por la gran eficiencia del transformador y se basa en la ley de Kirchoff.

Para un buen funcionamiento, se debe de cumplir lo siguiente:

1. **Relación de Transformación:** Los CT se deben de escoger de tal manera que las corrientes secundarias sean aproximadamente iguales.
2. **Conexión de los CT:** Se debe de realizar guardando las relaciones vectoriales y su forma de conexión.
3. **Cambiador de Tap:** Se debe de tener presente la variación de la relación de transformación debido a los cambiadores.
4. **Corriente de Magnetización "INRUSH":** Condición transitoria que ocurre se energiza en equipo inductivo. No es una condición de falla. Los relés deben de permanecer estables durante dicha condición transitoria.

### 3.5.2.2 Protección Sobre Corriente

Como equipo perteneciente a la red, en caso de presentarse un corto circuito se debe de desconectar del sistema.

Los transformadores poseen relé Buchholz y Diferencial para ser protegidos ante fallas internas; ante fallas externas se les complementa con un relé de sobre corriente, el cual es temporizado.

La coordinación de sus tiempos de desconexión se hace respetando la coordinación de las otras protecciones que posee la red.

### 3.6 EL AUTOTRANSFORMADOR

Cuando se necesita variar los niveles de tensión en cantidades mínimas y la relación de transformación no supera 5 ( $a= 5$ ) se utiliza el AUTOTRANSFORMADOR; ya que utilizar un transformador sería demasiado costoso y no justificaría tal inversión.

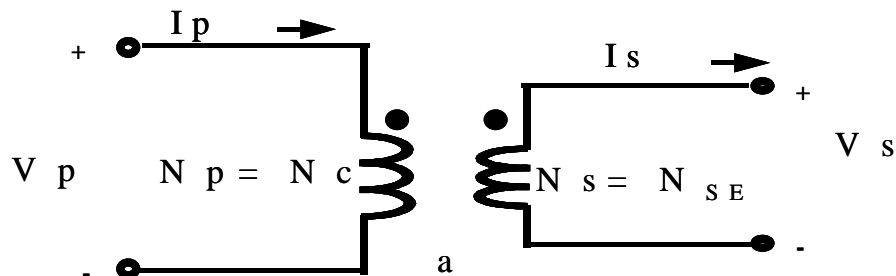


Figura 9. Autotransformador ilustrado convencionalmente

En esta figura se ilustra las dos bobinas del transformador de manera convencional.

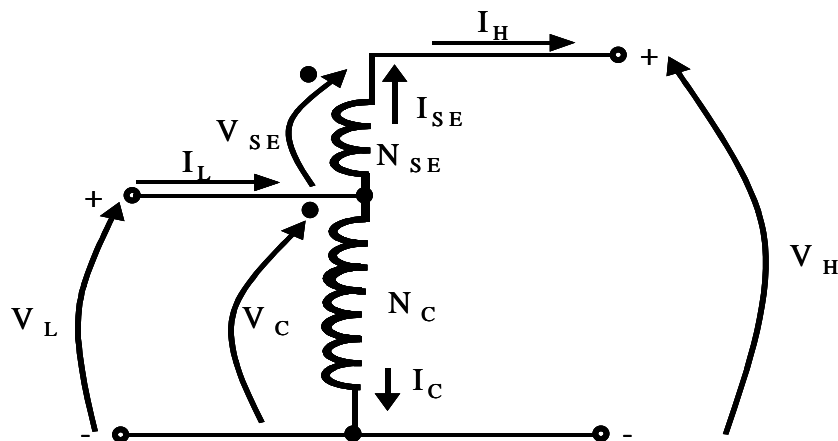


Figura 10. Autotransformador Conectado Correctamente

En esta figura se ilustra la conexión del Autotransformador. La relación de los voltajes de la primera y segunda bobina por la relación del numero de vueltas del transformador. El voltaje a la salida del transformador es la suma de los voltajes de la primera y segunda bobina. A la primera bobina se le denomina **BOBINA COMÚN ( $N_C$ )**, ya que su voltaje aparece en ambos lados del transformador. La bobina mas pequeña se denomina **BOBINA SERIE ( $N_{SE}$ )**, ya que se encuentra conectada en serie con la bobina común. Por analogía podemos decir que a la bobina común corresponde el **VOLTAJE COMÚN ( $V_C$ )** y la **CORRIENTE COMÚN ( $I_C$ )** y a la bobina serie le corresponde el **VOLTAJE SERIE ( $V_{SE}$ )** y la **CORRIENTE SERIE ( $I_{SE}$ )**. El voltaje y la corriente en el lado de bajo voltaje se conoce como  $V_L$  e  $I_L$  y por el lado de alta  $V_H$  e  $I_H$ . El primario de un autotransformador (El lado que recibe la corriente) puede ser cualquiera de sus lados, dependiendo si esta como elevador o reductor.

Las ecuaciones para el Autotransformador se encuentran dadas por:

$$\frac{V_C}{V_{SE}} = \frac{N_C}{N_{SE}}$$

$$N_C * I_C = N_{SE} * I_{SE}$$

$$\frac{I_{SE}}{I_C} = \frac{N_C}{N_{SE}}$$

$$\frac{V_C}{V_{SE}} = \frac{I_{SE}}{I_C} = \frac{N_C}{N_{SE}}$$

Las tensiones en las bobinas se encuentran relacionadas con las tensiones de las terminales por:

$$V_L = V_C$$

$$V_H = V_C + V_{SE}$$



$$\frac{V_L}{V_H} = \frac{N_C}{N_{SE} + N_C}$$

$$I_H = I_{SE}$$

$$I_L = I_{SE} + I_C$$

$$\frac{I_H}{I_L} = \frac{N_C}{N_{SE} + N_C}$$

### 3.6.1 POTENCIA APARENTE DE UN AUTOTRASFORMADOR

Se puede observar que no toda la potencia que va del primario al secundario de un Autotransformador pasa a través de los devanados o embobinados. Si un transformador se conectara como Autotransformador, este podría manejar mucha mas potencia que la nominal.

Recordemos lo siguiente

$$S_{ENT} = V_L * I_L$$

$$S_{SAL} = V_H * I_H$$

Como la potencia de entrada es igual a la potencia de salida

$$S_{ENT} = S_{SAL} = S_{ES}$$

$S_{ES}$  la definiremos como las potencias aparentes de entrada y salida del Autotransformador.

La potencia aparente de los embobinados del Autotransformador la definiremos como

$$S_W = V_C * I_C = V_{SE} * I_{SE}$$

Buscaremos la relación de la potencia que entra al primario y la potencia en los devanados

$$S_W = V_C * I_C$$

$$S_W = V_L(I_L - I_H)$$

$$S_W = V_L * I_L - V_L * I_H$$

$$S_W = V_L * I_L - V_L * I_L \left( \frac{N_C}{N_{SE} + N_C} \right)$$

$$S_W = V_L * I_L \left( \frac{(N_{SE} + N_C) - N_C}{N_{SE} + N_C} \right)$$

$$S_W = S_{ES} \left( \frac{N_{SE}}{N_{SE} + N_C} \right)$$

De esta forma, la relación de la potencia aparente en el primario y el secundario del Autotransformador con la potencia aparente que realmente pasa por sus devanados es

$$\frac{S_{ES}}{S_W} = \frac{N_{SE} + N_C}{N_{SE}}$$

Se observa la ventaja de la potencia nominal aparente de un Autotransformador sobre un transformador convencional.  $S_{ES}$  es la potencia aparente que entra al primario y sale por el secundario, mientras que  $S_W$  es la potencia aparente que realmente pasa por los devanados (El resto pasa del primario al secundario sin que haya acoplamiento a través de los devanados del transformador). Mientras mas pequeño sea el devanado serie, mayor será el incremento de la potencia aparente.

### 3.7 IMPORANCIA DEL NEUTRO EN LOS TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS

Su función principal es la de suprimir los armónicos en los sistemas Y – Y. En otras configuraciones como Y -  $\Delta$  ,  $\Delta$  -  $\Delta$  ofrece las siguientes ventajas:

1. Es una trayectoria para las corrientes de desequilibrio debido al desbalance de las cargas.
2. Es un medio por el cual se puede suministrar servicio eléctrico dual: tanto de voltaje trifásico como de una sola fase.
3. Los voltajes de fase a través de conexiones en Y se pueden balancear con respecto a los voltajes de línea.

## 4 ARCO ELECTRICO

### 4.1 NATURALEZA ATÓMICA

El átomo es una partícula neutra, consistente en un núcleo de carga positiva que contiene toda su masa y que es rodeado por partículas negativas o electrones.

La energía correspondiente a un estado la determina el momento angular del electrón, el cual es un múltiplo entero de  $h / 2\pi$ ; por lo que la expresión de energía correspondiente a un nivel es:

$$W_n = \frac{mq^4}{8h^2 \epsilon^0{}^2 n}$$

Donde:

**m:** Masa electrónica.

**q:** Carga electrónica.

**H:** Constante de Planck.

$\epsilon^0$ : Permitividad del vacío.

**n:** Numero entero.

### 4.2 IONIZACIÓN POR CAMPO ELÉCTRICO

El electrón se puede mover entre un nivel de energía estable y otro, alejándose del núcleo, si desde el exterior se le entrega. Cuando recibe energía y esta es mayor al

estado de  $n = \infty$ , el electrón es arrancado del átomo, formando dos iones, uno negativo y el otro positivo; dicha energía se conoce como Potencial de Ionización.

Entonces, la ionización es consecuencia de una entrega de energía al átomo o molécula. La ionización puede tener lugar como consecuencia de la aceleración de electrones dentro de un campo eléctrico exterior. Para este caso, el electrón experimenta una fuerza  $eE$ , que lo desplazara una distancia  $L$  dentro del campo, su representación es:

$$eEL = \frac{1}{2} mv^2$$

Pero un campo eléctrico  $E$  desarrollado en una distancia  $L$ , se conoce como Caída de Potencial, entonces

$$EL = dV$$

$$edV = \frac{1}{2} mv^2$$

La energía de ionización puede ser escrita en términos de tensión.

### 4.3 IONIZACIÓN TÉRMICA

Sin la presencia de fuerzas externas, las partículas tienen libertad de movimiento. Si son confinadas en un recipiente, cerrando sus movimientos serán bastante fortuitos.

Un gas consiste en moléculas moviéndose cerca, con velocidades variables entre si y colisionando. Las moléculas de aire a temperatura de  $300^\circ$  Kelvin se mueven a 500 m/s, con una colisión de  $10^{10}$  veces / s.

### 4.4 ARCO Y PLASMA

Cuando la velocidad de las moléculas es muy alta, las colisiones son violentas lo cual produce liberación de electrones formando iones positivos. Los electrones pueden formar iones negativos o el estado de materia conocido "PLASMA", reunión casi neutral de iones positivos y electrones capaces de llevar corriente.

La función de los interruptores es cerrar o abrir circuitos eléctricos. Al iniciarse la separación de contactos, la corriente fluye en un área de contacto decreciente hasta el instante antes de la separación final, en ese instante la corriente se concentra en una pequeña área, que llega a la incandescencia fundiendo y vaporizando los contactos, se forma un puente de unión entre los mismos, esto se conoce como "ARCO".

Este fenómeno es creado por la conducción de corriente a través de gas ionizado, debido a que en el momento de la interrupción de la corriente, tanto la tensión entre los contactos del interruptor como el efecto térmico, producido por el hecho de que toda la corriente fluye por una pequeña área de alta resistencia, ocasionando rompimiento de moléculas del dieléctrico y la elevación aun mayor de temperatura. El movimiento de moléculas colisionando entre ellas a velocidades diferentes, produce la disociación de sus átomos y genera nubes de iones positivos rodeados de electrones, los cuales conforman el PLASMA. La conducción eléctrica dentro del gas causa efectos FOTO – EMISIVOS, FOTO – ELECTRICOS y TERMO – IONICOS, a lo cuales se le denomina ARCO ELECTRICO.

El plasma forma la región central de conducción del arco o núcleo, el cual tiene temperaturas superiores a los 3000° Kelvin, un gradiente radial de temperatura y diferentes grados de ionización.

El núcleo del arco consiste en plasma que transporta corriente eléctrica en densidades muy altas ( $\text{kA} / \text{cm}^2$ ), con temperaturas entre los 6000° y 9000° Kelvin, dependiendo del sistema de enfriamiento.

El arco eléctrico se puede iniciar por:

1. Incremento de temperatura, produciendo emisión termo - iónica de electrones.
2. Alto grado de voltaje en el cátodo, causando emisión de campo de electrones.

En la iniciación del arco, desde el cátodo y sus inmediaciones, se libera un gran número de electrones, los que moviéndose hacia el ánodo, causaran la ionización del medio. Cada átomo emitido liberara tantos electrones como lo permita la energía derivada del campo; esta es, una emisión o generación constante de electrones. Estos procesos de recombinación y difusión permiten el mantenimiento del arco.

En el instante de separación de los contactos, la corriente es habilitada a continuar en el circuito hasta que la descarga eléctrica entre contactos cese, lo que puede ocurrir en cualquiera de estas dos oportunidades:

1. La FEM entre los contactos que están siendo separados sea consideradamente baja, insuficientemente para sostener el arco. Esto se logra incrementando la resistencia del arco alargando, enfriando o dividiéndolo. La energía disipada en este caso es alta, por lo que solo se usa en circuitos de baja potencia.
2. La corriente pasa por cero y el voltaje que aparece entre los electrodos ya separados cierta distancia, no causa ruptura por campo. Solo en AC.

El arco se puede reiniciar; esto ocurre en circuitos de AC, ya que el arco se extingue cada vez que la corriente pasa por cero y se puede reiniciar si en ese instante el voltaje a través de los contactos, que se están separando, alcanza un valor suficiente para producir la ionización por campo eléctrico

## 5 EL INTERRUPTOR

Su función principal es la de energizar o desenergizar una parte del sistema de potencia eléctrico, bajo condiciones de trabajo normales o bajo circunstancias de falla (Para este caso se le denomina también DISYUNTOR, nombre francés).

### 5.1 DATOS GENERALES

Los valores característicos define las condiciones de trabajo para los cuales esta diseñado y construido.

Los interruptores deben:

1. Ser capaz de llevar continuamente corriente de carga sin excesiva elevación de temperatura.
2. Tener capacidad de interrumpir las corrientes de falla, forma segura resistiendo la fuerza magnética que estas producen.

Según las normas de la American Standars, un interruptor de A.C. debe de tener los siguientes valores:

#### 5.1.1 Voltaje

Durante condiciones normales de operación el voltaje en cualquier punto del sistema de potencia no es constante. Por tal motivo, se debe de garantizar la buena operación del interruptor a un rango máximo de voltaje el cual es una regla general mas alto que el voltaje nominal.

El rango máximo de voltaje es el mas alto voltaje rms, para el cual se diseño y es a su vez el limite superior de operación del interruptor.



### 5.1.2 Corriente

Limite máximo en que es capaz de conducir sin exceder la temperatura limite de elevación.

### 5.1.3 Frecuencia

Rango de frecuencia a que esta diseñado, la frecuencia estándar es de 60 Hz y cualquier otra especificación debe de tener consideración especial.

### 5.1.4 Capacidad de apertura Simétrica y Asimétrica

En la figura podemos ver la forma de la onda en un corto circuito en un sistema de potencia.

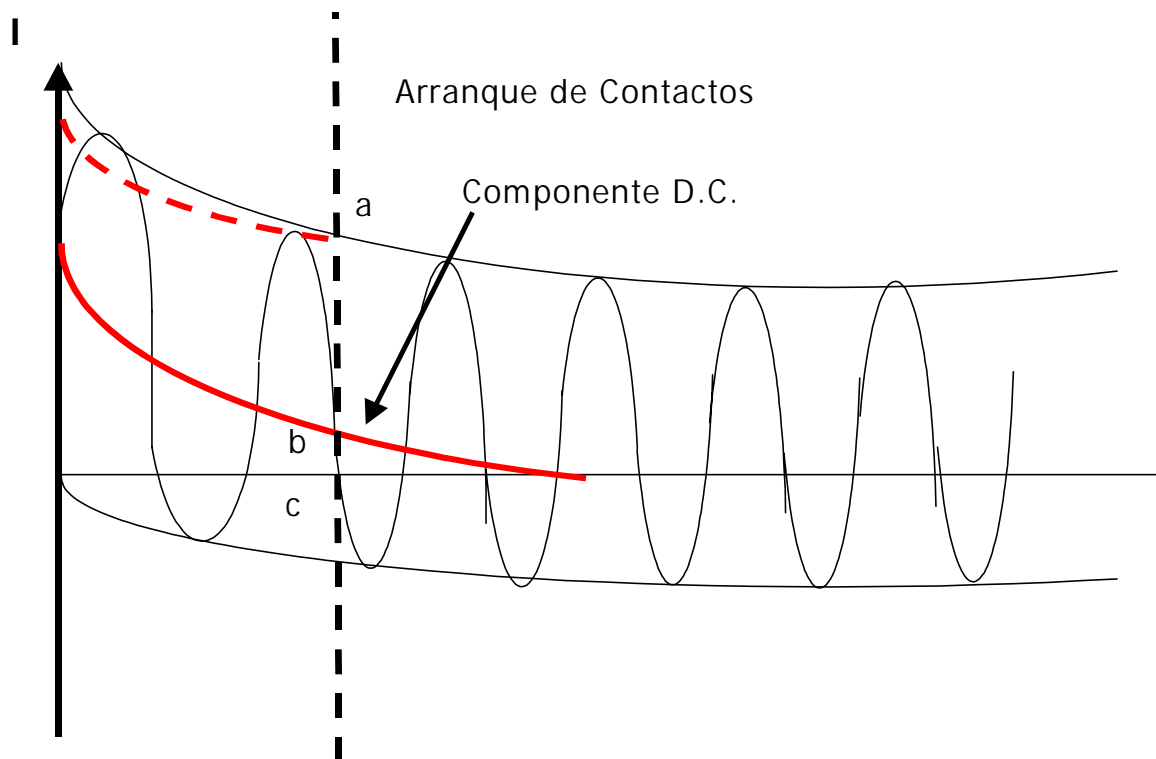


Figura 1. Corriente de Falla

Podemos observar que el valor de corriente rms varia por la presencia de la componente DC la cual decrece en el tiempo. Después de un instante de la falla la corriente de corto empieza a decaer desde un valor inicial alto hasta un valor sostenido. La interrupción ocurre en un tiempo que depende de la velocidad de las protecciones y de la operación misma del interruptor. Por consiguiente, la corriente interrumpida es menor que el valor inicial de corriente del corto circuito.

De acuerdo a la definición dada por la I.E.C. "La corriente de apertura de un polo de un interruptor es la corriente en ese polo en el instante de la separación de los contactos." Es expresada por dos valores:

#### 5.1.4.1 Corriente de apertura simétrica:

Valor rms de la componente AC de corriente, en el instante de la separación de los contactos

$$I_{sin} = ab/2$$

#### 5.1.4.2 Corriente de apertura Asimétrica:

Valor rms de la corriente total (Componente AC y DC) en el instante de la separación de los contactos

$$I_{asin} = \left[ (ab/2)^2 + (bc/2)^2 \right]^{1/2}$$

Entonces, se puede expresar dos capacidades de apertura. La capacidad de apertura en MVA es igual a 3 veces el producto del rango del valor del voltaje y la corriente de apertura.

#### 5.1.5 Capacidad de Cierre

Capacidad del interruptor para cerrar sus contactos en condición de corto circuito.

La corriente de cierre de un interruptor, es el valor rms de la corriente total (Incluyendo las componentes AC y DC) en su mayor pico inicial. Dicha capacidad esta expresada por:

Capacidad de Cierre:  $1.8 \times \sqrt{2}$  Capacidad de apertura Simétrica.

Capacidad de cierre: 2.55 Capacidad de apertura Asimétrica.

1.8 se emplea para tener presente la asimetría en la onda de corto circuito.

### 5.1.6 Corriente de Corto Tiempo

Valor rms de corriente que puede transportar sin peligro de daño. Normalmente se expresa en términos de kilo amperios (KA) por un periodo de 3 segundos y se basa en las limitaciones térmicas del dispositivo.

### 5.1.7 Ciclo de operación de un Interruptor

Consiste en un numero preestablecido de operaciones a intervalos programados de tiempo. De acuerdo a las recomendaciones de la I.E.C. la secuencia de operación de un interruptor se expresa de la siguiente manera:

**O – t – CO – t' – CO**

Donde:

**O**: Operación de apertura (Opening).

**C**: Operación de cierre (Close).

**CO**: Cierre, seguido de apertura.

**t, t'**: Intervalos de tiempo.

### 5.1.8 Voltaje de Impulso

Máximo nivel de tensión de impulso básico (BIL) que soporta el interruptor.

### 5.1.9 Voltaje de Tensión Aplicada

Voltaje a 60 Hz que soporta durante un minuto ( $2U_n + 5$  kV)

### 5.1.10 Tiempo de Apertura

Tiempo en segundos o en ciclos que toma el interruptor para extinguir la corriente.

## 5.2 TIPOS DE INTERRUPTOR

Se pueden clasificar por:

### 5.2.1 Medio de Operación

Es el medio que utiliza para realizar su correcta operación. Pueden ser

#### 5.2.1.1 Mecánicos

Utilizan por lo general un resorte para la operación de abrir o cerrar

#### 5.2.1.2 Hidráulico

Utiliza un sistema hidráulico, por lo general aceite, para realizar la operación de cierre o apertura.

#### 5.2.1.3 Neumático

Utiliza un sistema neumático para realizar la operación de cierre o apertura.

#### 5.2.1.4 Combinación

Pueden utilizar dos de los anteriores para su operación, un sistema opera la apertura y otro el cierre

### 5.2.2 Medio de Extinción del Arco Eléctrico

Según lo que utilizan para extinguir el arco eléctrico que se genera para el cierre o apertura. Pueden ser:

#### 5.2.2.1 Gas

Utilizan las propiedades del gas, por lo general SF<sub>6</sub>, que almacenado a altas presiones sirve para la extinción de dicho arco.

### 5.2.2.2 Neumático

Utilizan el aire a grandes presiones

### 5.2.2.3 Hidráulico

Utilizan el aceite para extinguir el arco. Se pueden clasificar en:

1. Gran Volumen de Aceite.
2. Pequeño Volumen de Aceite

## 6 SECCIONADOR

Se utiliza para aislar o efectuar cortes visibles entre los diferentes elementos que componen la instalación. Estos equipos permiten efectuar varias formas de conexión entre las líneas, barrajes u equipos, dando al esquema de la subestación la característica mas importante FLEXIBILIDAD.

La diferencia entre interruptores y seccionadores, es que estos últimos se deben de operara SIN CARGA y su apertura es VISIBLE.

Los seccionadores deben de estar aislados para el nivel de tensión de trabajo y generalmente se montan sobre aisladores de porcelana. Sus contactos se revisten de aleaciones especiales que los hacen resistentes a la corrosión y desgaste por los arcos eléctricos que aparecen en el momento de su operación.

### 6.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS SECCIONADORES

#### 6.1.1 Tensión Nominal

Tensión eficaz en servicio normal.

#### 6.1.2 Corriente Nominal

Intensidad e corriente a plena carga para la cual fue diseñado y es la cual puede trabajar permanentemente sin que se produzca daño o calentamiento de sus contactos.

#### 6.1.3 Sobre intensidad Admisible en Caso de Coto Circuito

##### 6.1.3.1 Corriente Eficaz de Corto Circuito

Valor eficaz de la corriente de corto circuito que el seccionador puede soportar durante un tiempo de un (1) segundo a la frecuencia nominal.

### 6.1.3.2 Pico de Corto Circuito

Amplitud máxima de la corriente de falla que el seccionador puede soportar.

### 6.1.4 Nivel de Aislamiento

Máxima tensión de impulso básico que soporta el seccionador sin que se produzca flameo en su aislamiento.

## 6.2 TIPOS DE SECCIONADORES

### 6.2.1 Seccionadores de Cuchilla

Son muy empleados para tensiones medias en instalaciones interiores o exteriores. Se conforma de dos aisladores y de una cuchilla, la cual gira teniendo como eje uno de los contactos. Son de constitución robusta, dependiendo de la corriente a soportar; si la corriente es superior a los 2000 A, se proveen de 2 o mas cuchillas por polo.

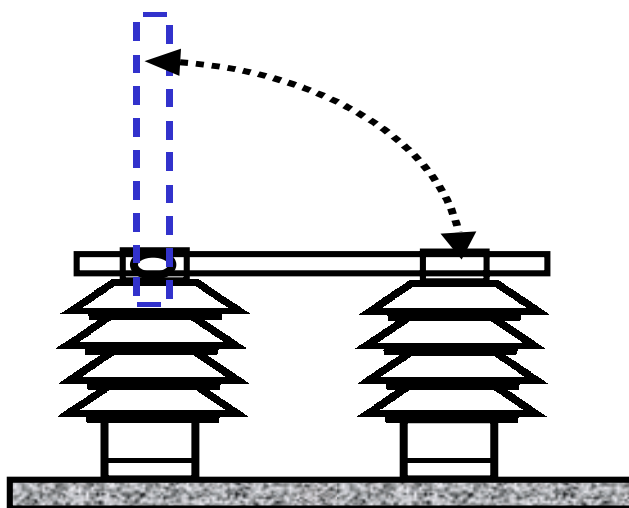


Figura 1. Seccionador de cuchilla

### 6.2.2 Seccionadores de Columna Giratoria

Son de tipo rotativo y son utilizados en exteriores. Se construyen para tensiones entre 66 kV y 245 kV y corrientes entre 600 A y 2000 A. Normalmente están formados por tres polos iguales, provistos de una columna soporte y una columna giratoria fija a la base mediante un soporte de giro.

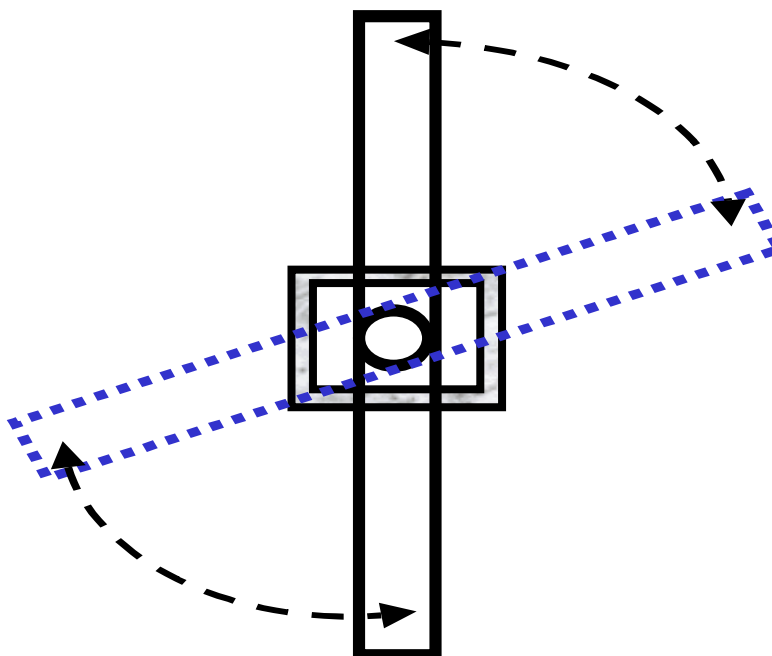


Figura 2. Seccionador de Columna Giratoria

### 6.2.3 Seccionador de Dos Columnas Giratorias o de Apertura Central

Básicamente consta de dos columnas aislantes giratorias sobre las cuales se montan las cuchillas de contacto. Las columnas son de porcelana y fabricadas en una sola pieza.



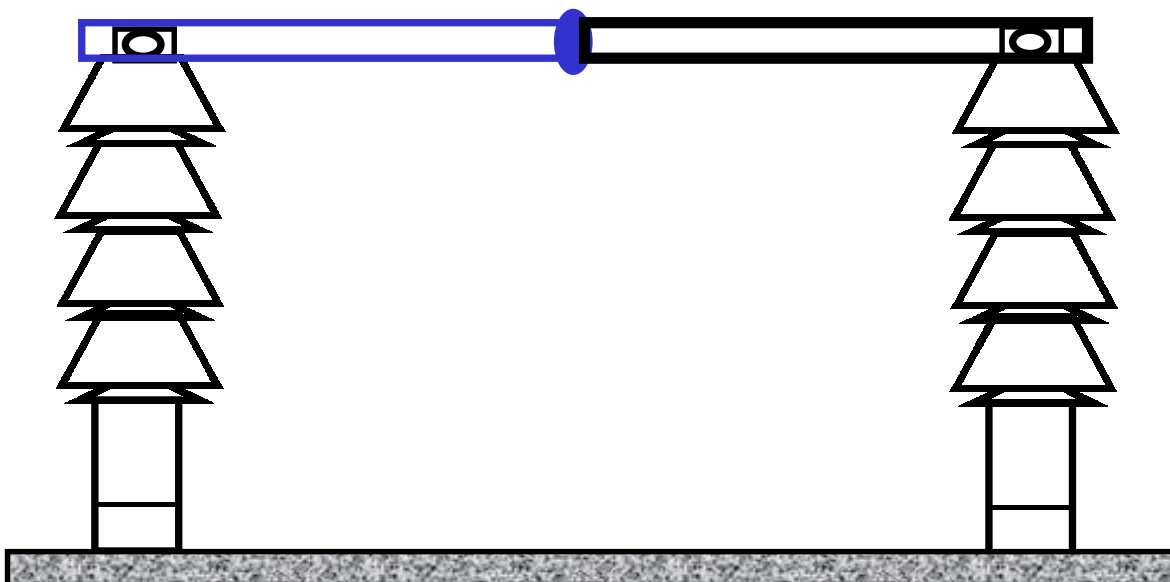


Figura 3. Seccionador de dos columnas - Seccionador Cerrado

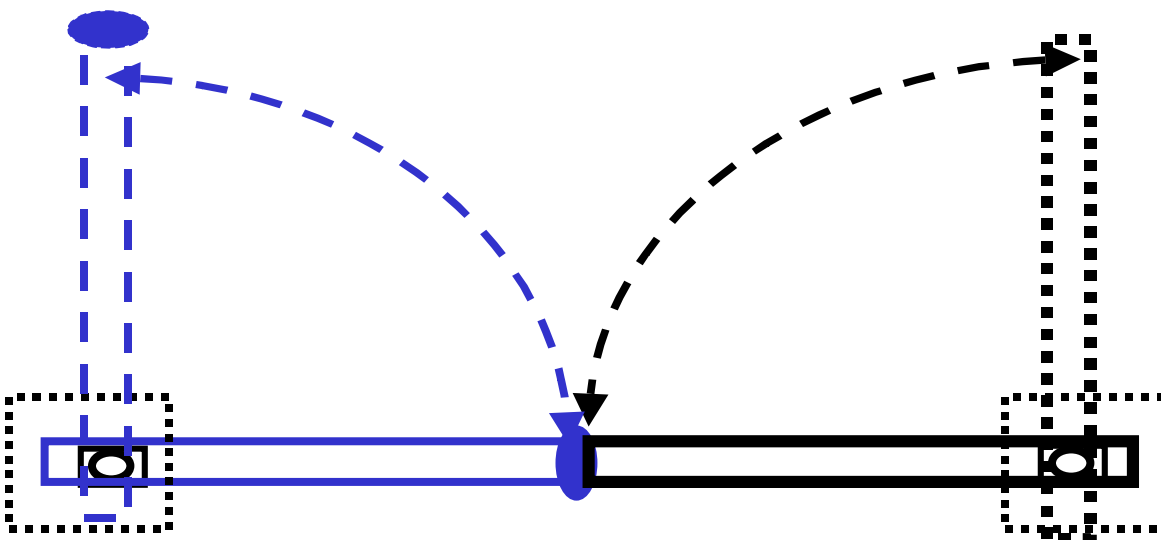


Figura 4. Seccionador de dos columnas - Seccionador Abierto

#### 6.2.4 Seccionador Tipo Pantógrafo

Son de una sola columna aislante y efectúan la desconexión en forma vertical. Son utilizados en las subestaciones donde el espacio es reducido o en tensiones entre 72.5 kV y 550 kV y en corrientes entre 2500 A y 5000 A.

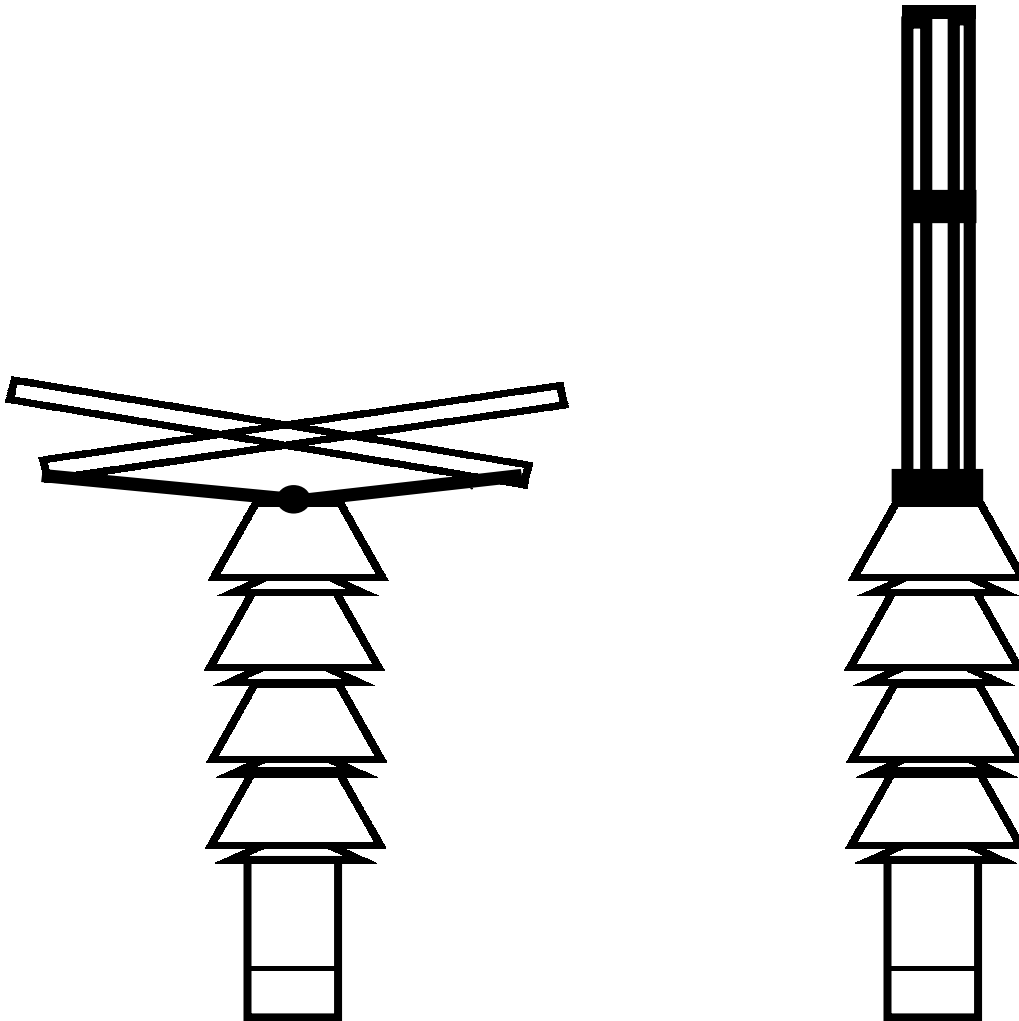


Figura 5. Seccionador Pantógrafo

### 6.2.5 Seccionador de Puesta a Tierra

Es utilizado para conectar una línea o barraje a tierra. Este seccionador esta provisto en uno de sus extremos una conexión posee un uno de sus extremos una conexión a tierra. Comúnmente se encuentra incorporado al seccionador de línea, con enclavamiento para que opere exclusivamente cuando el seccionador de línea se encuentre abierto.

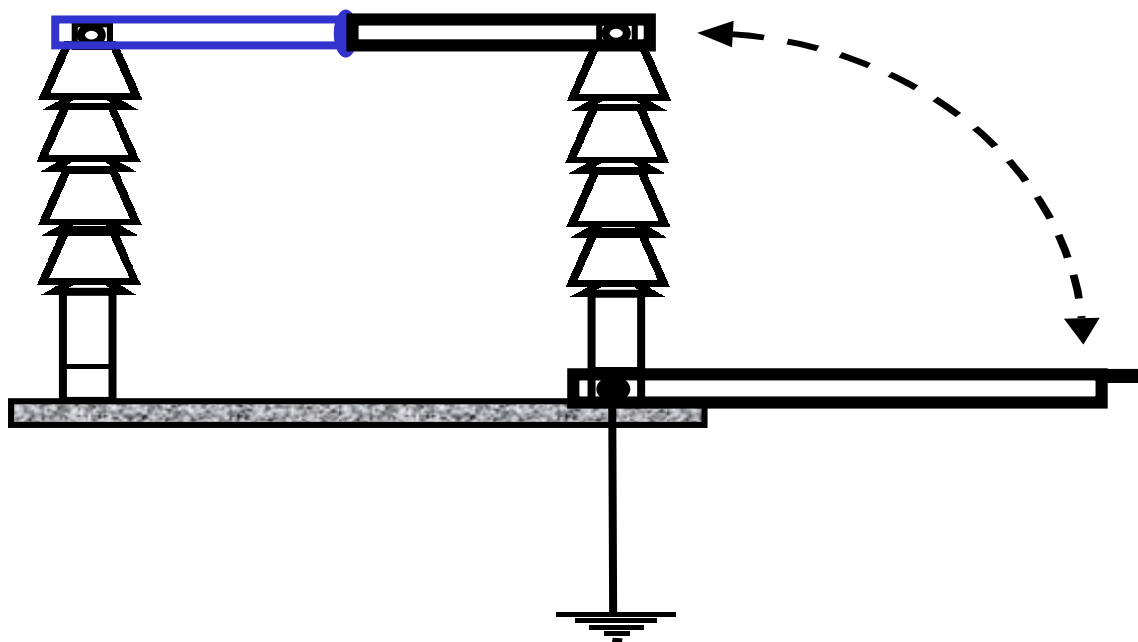


Figura 6. Seccionador Puesta a Tierra

### 6.3 MECANISMO DE OPERACIÓN

Los seccionadores pueden ser operados de forma:

1. Manual: Mediante pértiga aislante.
2. Mecánica: Por medio de Manivela.
3. Automáticamente: Mecanismo controlado eléctricamente:
  - Motor Eléctrico.
  - Accionamiento Hidráulico.
  - Accionamiento Neumático.

La operación con pértiga se utiliza en subestaciones de mediana tensión.

Los seccionadores de cuchilla giratoria y los de tipo pantógrafo pueden ser accionados por mecanismos locales de motor eléctrico, hidráulico o neumático. Bajo condiciones normales de servicio y condiciones ambientales de baja contaminación estos mecanismos

de operación, no requieren mucho mantenimiento. Estos mecanismos son montados en las estructuras que soportan los seccionadores.

## 7 PARARRAYO

Es el equipo que brinda mayor grado de confiabilidad entre los dispositivos protectores de sobretensión. Su constitución es principalmente de resistencias no lineales, conectadas en serie con espaciamentos internos. Estas resistencias son por lo general de pasta de Silicio – Carbono. Su relación Voltaje - Corriente esta dada por

$$V = KI^d$$

Donde

$$K = 1300$$

$$d = 0.2$$

Cuando un impulso de voltaje de magnitud excesiva es superpuesto al voltaje de 60 ciclos (Hertz), el espaciamento interno actúa y el voltaje a través del pararrayos se reduce a un valor igual al producto de la corriente de impulso a través del mismo por su resistencia interna. La característica de la resistencia no lineal en serie presenta valores muy altos en condiciones nominales de voltaje y frecuencia. De esta manera, al desaparecer el voltaje transitorio la corriente que sigue fluyendo por el pararrayo es limitada por su resistencia a un valor muy bajo, esta corriente es llamada Corriente Residual, desaparece por lo regular antes de que el voltaje cruce la primera vez por cero, después de la descarga.

Los espaciamentos internos del pararrayo, evitan la circulación de corrientes a tensión nominal, para tener una distribución uniforme de tensión a través de ellos, se emplean resistencias y capacitores en paralelo.

El voltaje nominal de un pararrayo no puede ser menor que el máximo voltaje posible de Potencia – Frecuencia a través del mismo, de otro modo la corriente no será interrumpida en el primer cruce por cero y el pararrayos será destruido.

La magnitud de la corriente siguiente esta determinada por las resistencias serie no lineales.

## 7.1 VALORES NOMINALES

### 7.1.1 Voltaje Nominal

Máximo voltaje RMS a la frecuencia de 60 Hz.

### 7.1.2 Voltaje de Operación a Frecuencia Nominal

Es el voltaje RMS que ocasiona que el pararrayo opere a frecuencia nominal.

### 7.1.3 Voltaje de Operación de Impulso

Valor de voltaje de una onda de impulso básico que hace operar el pararrayos.

### 7.1.4 Corriente de Descarga

Corriente que circula por el pararrayos luego de operar.

### 7.1.5 Voltaje Residual

Voltaje que aparece entre terminales del pararrayos durante la circulación de la corriente de descarga.

### 7.1.6 Voltaje de Operación al Frente de Onda

Voltaje de operación entre ondas con frecuencias mas corto que el impulso básico.

## 7.2 PARARRAYOS DE OXIDO DE ZINC (ZnO)

En los últimos años se ha estado realizando avances en el mejoramiento de la característica no lineal de las resistencias internas de los pararrayos, usando como base el Oxido de Zinc.

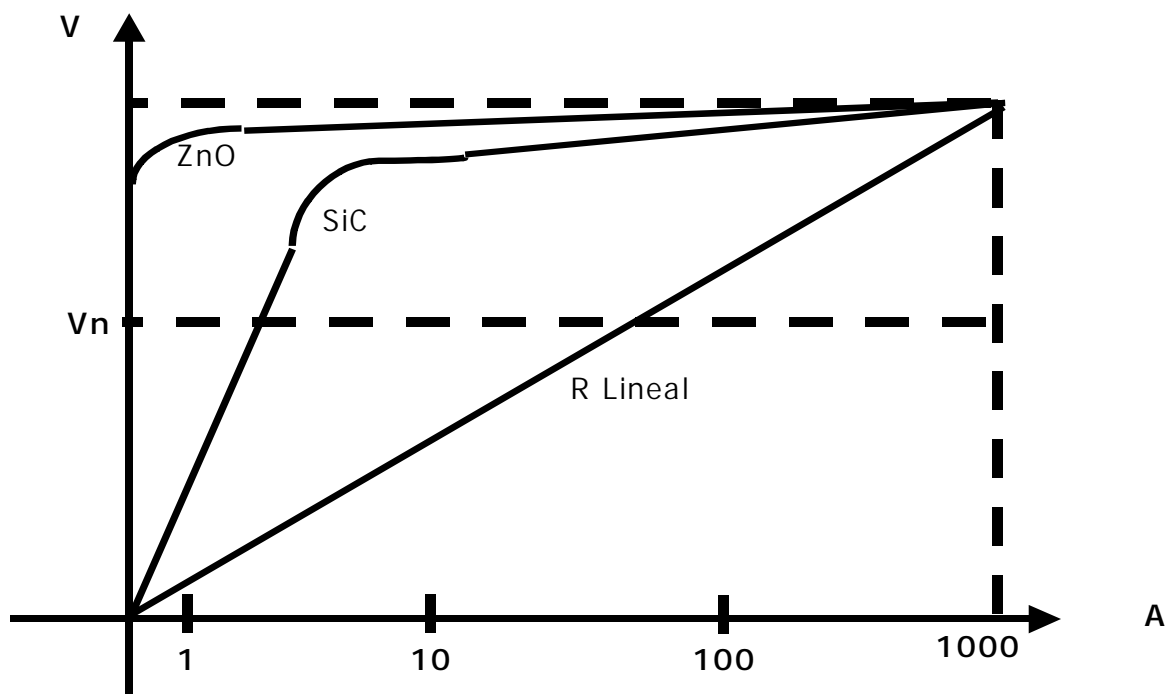


Figura 1. Característica del Pararrayo

La relación Corriente Voltaje para el oxido de Zinc esta dada por:

$$V = KI^d$$

donde d es del orden 0.03.

De esta forma se logra suprimir totalmente los espaciamentos activos y se mejora considerablemente las características de funcionamiento, para condiciones nominales bajo carga como de descarga. La corriente de fuga al voltaje de 60 Hz es del orden de ,os microamperios, mientras que la corriente siguiente no se presenta.

Las principales ventajas de esta clase de pararrayos son:

1. Construcción sencilla, por ser pequeños y livianos.
2. Como elementos de protección, se comportan mejor.
3. No circula corriente siguiente.
4. Su absorción de energía a niveles de tensión nominal es nula.

### 7.3 SELECCIÓN DE PARARRAYOS

La tensión nominal de un pararrayo no puede ser inferior que el máximo de la tensión de Potencia – Frecuencia que puede ocurrir durante una falla.

Tan pronto opere el pararrayos, el voltaje a través de del mismo es limitado a su valor de descarga residual, por lo tanto el nivel de protección se relaciona con este.

LA acción limitadora del voltaje no ocurre hasta que este no opere y por consiguiente el nivel de protección no puede estar por debajo del impulso de voltaje de operación del pararrayos. El procedimiento para seleccionar un pararrayo es:

1. Determinar la máxima tensión de Operación del sistema.

$$V_{LLMax}$$

2. Hallar el factor de potencia de puesta a tierra.

$$F_{pt} = \frac{V_{ft}}{V_{LLn}}$$

3. Calcular tensión máxima a tierra.

$$V_{LtMax} = F_{pt} * V_{LLMax}$$

4. Seleccionar el voltaje nominal del pararrayos en valores comerciales a  $V_{LLMax}$ .
5. Al escoger el pararrayos se define el nivel de protección, siendo determinado por el de mayor de estos.
  - Voltaje de reacción al impulso.
  - Voltaje de operación al frente de onda dividido por 1.15.
  - Voltaje residual.
6. Calculo de corriente de descarga: La sobretensión llega por la línea, por tal motivo la corriente máxima esta limitada por el BIL (Nivel Básico de Aislamiento) de esta

$$\frac{1}{2} I * Z = BIL$$



$$I = \frac{2 * BIL}{Z}$$

$$I_v = 2 * BIL * Z - V_r$$

## 8 RELES DE PROTECCIÓN

### 8.1 OBJETIVO

Consiste en reducir la influencia de una falla en el sistema, para que no produzca daño alguno al equipo que protege ni a los seres vivientes. Esto se logra protegiendo los sistemas de producción, transmisión y distribución de energía eléctrica.

### 8.2 FUNCIÓN

Es la de causar la pronta reposición del servicio cuando se presenta una falla o una anomalía; en forma tal que pueda causar algún daño o pérdida del servicio. Las protecciones trabajan en asociación con los interruptores.

Otra función es la de suministrar localización, tipo de falla, señalización de la misma para que el operario pueda tomar decisiones.

En un sistema de potencia, las fallas se distribuyen así:

- Líneas de transmisión: 33 %.
- Cables: 9%.
- Equipos de maniobra: 10%.
- Equipos de generación: 7%.
- Equipos de transformación: 12%.
- Sistemas secundarios: 29%.

En los sistemas de transmisión se distribuyen así:

- Monofásica a tierra: 85%.
- Mas de una fase: 5%.
- De tipo mecánico o anormales: 10%

### 8.3 CLACIFICACIÓN DE LOS RELES DE PROTECCIÓN

#### 8.3.1 Categoría Funcional

##### 8.3.1.1 De Protección

Son los encargados de detectar fallas o condiciones de peligro. Pueden iniciar o permitir la apertura de los interruptores, o dar una alarma.

##### 8.3.1.2 De Monitoreo.

Verifican condiciones del sistema; como son

1. Sincronismo.
2. Secuencia de fases.
3. Canales de comunicación.
4. Indicadores de estado.

##### 8.3.1.3 Programables.

Detectan secuencias eléctricas; como el recierre.

##### 8.3.1.4 Reguladores.

Se actúan cuando un parámetro se desvía. Actúan a través de equipos suplementarios para poder restablecer el parámetro.

### 8.3.1.5 Auxiliares

Operan en respuesta a la apertura o cierre del circuito de operación. Por lo general incluyen temporizadores contactos, relés de disparo, etc.

### 8.3.2 Entrada o Cantidad Actuante

Es el elemento que hace que ellos actúen y la tienen como referencia. Entre ellas tenemos:

- Corriente.
- Tensión.
- Potencia.
- Presión.
- Frecuencia.
- Flujo.
- Vibración.
- Velocidad.

<b>Cantidad Operacional</b>	<b>C</b>	Corriente
	<b>Z</b>	Distancia
	<b>F</b>	Frecuencia
	<b>GP</b>	Presión de Gas
	<b>Ø</b>	Fase
	<b>N</b>	Tierra (Residual)
	<b>G</b>	Secuencia Cero

### 8.3.3 Principio de Operación

Es el como actúan:

- Atracción electromecánica.
- Estado sólido.
- Inducción Electromagnética.

### 8.3.3.1 Desempeño

Es el fin del relé.

- Distancia.
- Sobre corriente.
- Sobre corriente Direccional.
- Tiempo inverso o definido.
- Baja o sobre tensión.
- Alta o baja velocidad.
- Comparación direccional.
- Fase o tierra.

## 8.4 CADENA DE ELEMENTOS PARA PROTECCIÓN

Dentro del sistema de protección existe una cadena de elementos que se deben de tener presente cuando actúa una protección:

1. Equipos de medida de la magnitud: Corresponde a los transformadores de corriente y potencia.
2. Elementos reductores: Elementos que reducen los valores como son los dispositivos de disparo.
3. Equipos de interrupción: Son los interruptores.
4. Equipos auxiliares: Corresponden a las baterías, transmisión de información, etc.

## 8.5 PROTECCIÓN PRINCIPAL

La función principal es la de dividir el sistema por zonas de protección para poder ser protegidas adecuadamente y la interrupción sea mínima y no afecta a otras zonas.

En el sistema de potencia las zonas a proteger son:

- Generadores.
- Motores.
- Equipos inductivos (Transformadores, autotransformadores, reactores, etc.).
- Equipos de compensación (Reactores, condensadores, etc.).
- Barajes en las subestaciones.
- Líneas de transmisión.

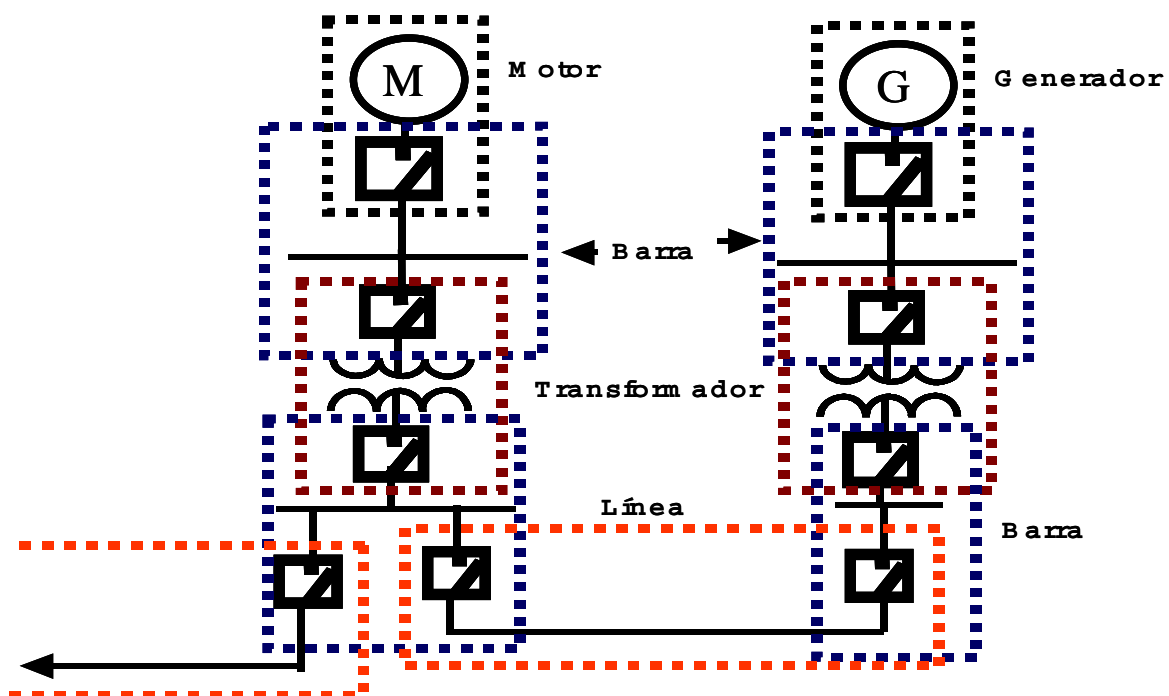


Figura 1. Zonas de Protección

Como podemos observar en la figura 1, cada elemento del sistema de potencia da origen a una zona de protección. El motor (que puede ser un generador térmico), el generador, las barras, el transformador y las líneas de transmisión generan sus zonas de protección para evitar colapsos dentro del sistema.

Estas zonas de protección se encuentran bajo la responsabilidad de los relés principales; al ocurrir una falla a uno de estos elementos, los relés actúan mandando la orden de apertura los interruptores que las involucran. De esta manera no afectan las zonas adyacentes ni extienden el problema.

Las zonas se determinan por medio de la colocación de los transformadores de medida, que son los encargados de enviar las señales adecuadas para la operación de las protecciones (De Tensión y / o Corriente).

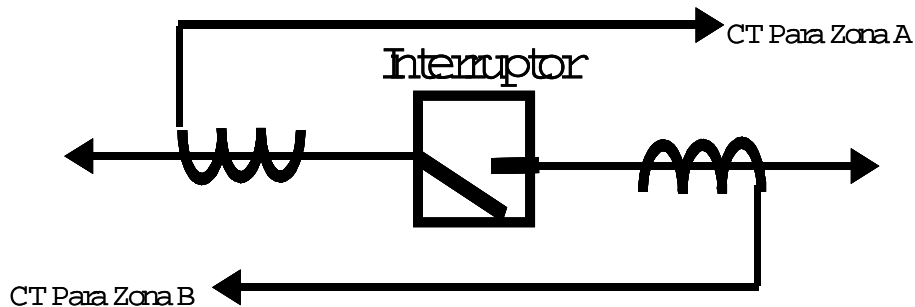


Figura 2. Interruptor en medio de los CT

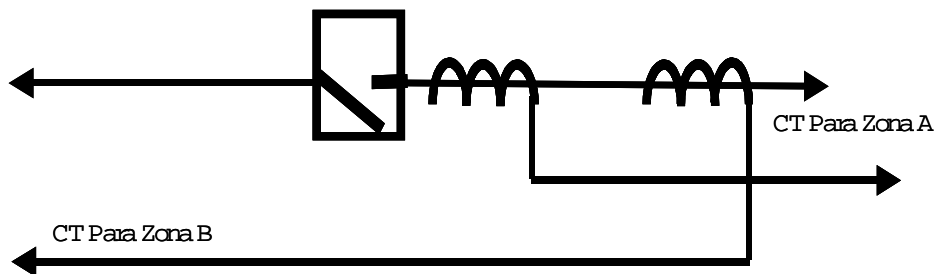


Figura 3. CT's a un lado del interruptor

Con la instalación de CT a ambos lados del interruptor se logra una zona de traslape, lo cual encarece los costos en las instalaciones (figura 2). En los sistemas de alta tensión, se utiliza solamente un CT (Figura 3), por los costos, no hay zona de traslape para lo cual se utiliza otros relés para proteger esta zona que se conoce como ZONA MUERTA.

## 8.6 PROTECCIÓN DE RESPALDO

Como su nombre lo dice son el respaldo de las principales. Se emplean para los cortocircuitos, ya que económicamente no se justifica.

### 8.6.1 Protección de Respaldo Remoto

Se dispone de forma tal que una falla de la protección principal no origine una falla a la protección de respaldo en una estación diferente.

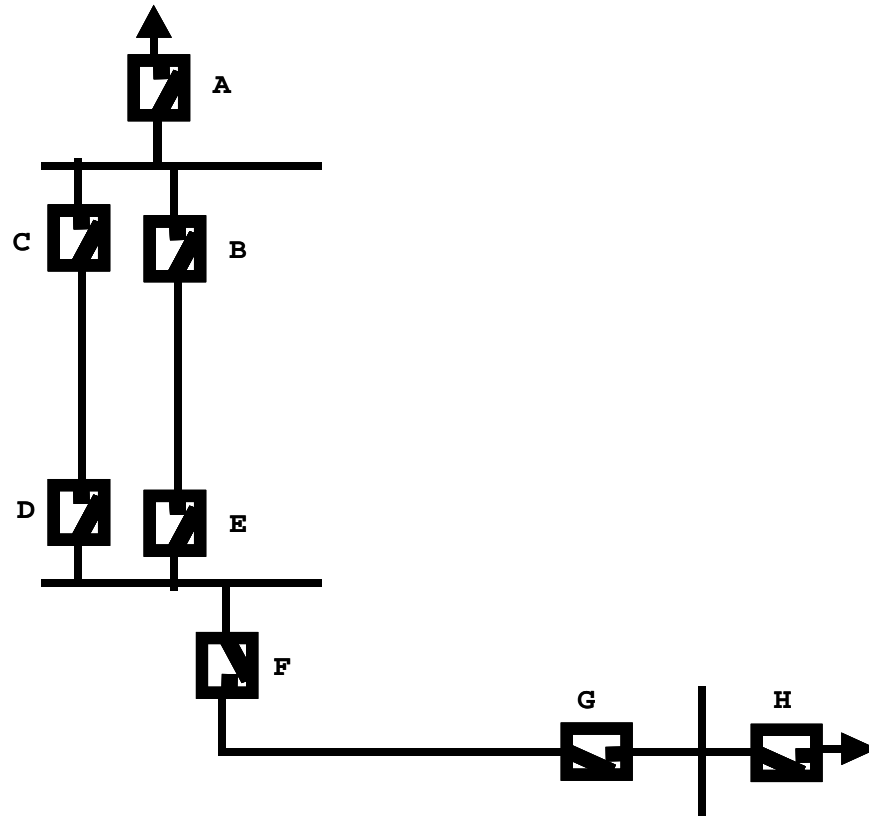


Figura 4. Protección de Respaldo Remota

Si entre la línea FG ocurre una falla, lo lógico es que las protecciones operen y den orden de apertura a los interruptores F y G. En caso que F no opere se deben de abrir los interruptores C, B y H; ya que estos son el respaldo remoto de este. No se abren D y e ya que se encuentran dentro de la zona de F.

Con esta operación se realiza una mayor desconexión del sistema.

### 8.6.2 Protección Duplicada

Consiste en duplicar los elementos mas importantes dentro de la cadena de protección, para que operen mas veloces. La selección de los elementos a duplicar se basa en la probabilidad de falla de ellos y la importancia dentro del sistema.



### 8.6.3 Principio de Supervisión

Es supervisar de forma continua la cadena de los elementos de protección para evitar los disparos indeseados del sistema.

## 8.7 EXIGENCIAS A LOS ELEMENTOS DE PROTECCIÓN

### 8.7.1 Selectividad

La protección solo debe de aislar la zona de falla y evitar que esta afecte a otra zona.

### 8.7.2 Seguridad

La protección **NUNCA** debe de operar en ausencia de falla.

### 8.7.3 Confiabilidad

La protección **SIEMPRE** debe de operar en presencia de una falla.

### 8.7.4 Sensibilidad

Es el mínimo valor de entrada con el cual la protección debe de operar correctamente.

### 8.7.5 Velocidad

La protección debe de operar en un tiempo mínimo para evitar así problemas de estabilidad.

## 8.8 CORTO CIRCUITO

### 8.8.1 Generalidades

Es la unión no deseada entre conductores o entre conductores y la tierra o entre conductores y otros elementos (Ramas de árboles, objetos metálicos, etc.).

Son situaciones no deseadas dentro del sistema de potencia, que pueden causar trastornos en el normal funcionamiento de los sistemas. Algunos efectos producidos son:

1. Corrientes demasiado elevadas: Superiores a las de diseño. Pueden producir calentamiento en los conductores, disminuir la vida útil del aislamiento, esfuerzos electrodinámicos excesivos.
2. Caída de tensión considerable: Que pueden ser de cero (0) voltios, estas repercuten en los receptores.
3. Sobre tensiones: Efecto inverso que se presenta en ciertos casos.
4. Estabilidad: Corre un gran riesgo, ya que pueden aislar dos o mas zonas y por ende se pierde el sincronismo entre ellas.

Estos problemas afectan la calidad y continuidad del servicio; para lo cual se ha trabajado en el diseño de los elementos que conforman el sistema de potencia y los sistemas de protección de los mismos.

### 8.8.2 Tipos de Corto circuito en Líneas de Transmisión

Se pueden diferenciar los siguientes

#### 8.8.2.1 Monofásico a Tierra

Es el que ocurre entre una fase y tierra; la cual puede ser una rama de un árbol, un objeto que pueda ayudar a romper el aislamiento entre la fase y la tierra. Por lo general son el 85 % de las fallas dentro del sistema.

### 8.8.2.2 Bifásico

Cuando se ven afectas dos fases.

### 8.8.2.3 Bifásico a Tierra

Involucra dos fases y la tierra.

### 8.8.2.4 Trifásico

Cuando se ven afectadas las tres fases. Por lo general se presenta cuando derriban torres en atentados terroristas.

## 8.9 OPERACIÓN DE LOS RELES DE PROTECCIÓN

Lo relés operan en función de una o mas magnitudes eléctricas para cerrar o abrir contactos.

Como se observo anteriormente, el principio de funcionamiento de los relés esta basado en:

1. **Atracción Electromecánica:** Utilizan un embolo que es atraído por una solenoide que es atraído por los polos de un electroimán. Funciona para corriente directo o alterna.
2. **Inducción Electromagnética o Relés de Inducción:** Funcionan solamente con corriente alterna. El torque que utilizan es desarrollado por inducción en un rotor.

3. **Estado Sólido:** Son los mas utilizados. Los hay análogos, digitales, numéricos. Utilizan elementos de estado sólido, como diodos, transistores, tiristores, microcontroladores, etc.

### 8.9.1 Otro Tipo de Operación

#### 8.9.1.1 Operación Térmica

Consiste en la utilización de elementos que cambian su estructura física con el cambio de la temperatura. Otro tipo son los que se utilizan para reproducir la temperatura de algunos equipos con la utilización de resistencias detectoras de temperatura (**RTD**), las cuales cambian su valor óhmico proporcional al cambio de la temperatura.

#### 8.9.1.2 Operación Mecánica

Son aquellos que operan con la presión, flujo de líquidos, nivel de líquidos, etc. El mas conocido es el relé Bucholz.

#### 8.9.1.3 Operación por Frecuencia

Se alimenta con la tensión del circuito pero actuando con base en la frecuencia del sistema. Es utilizado para efectuar el deslastre de carga (Load Shedding).

## 8.10 TIPOS DE RELES DE PROTECCIÓN

### 8.10.1 Relés de Baja Corriente, SobreCorriente, Baja Tensión y SobreTensión.

El prefijo **BAJA** significa que el relé opera cuando la cantidad actuante baja o disminuye determinado valor o limite al que se encuentra ajustado.

El prefijo **SOBRE** significa que el relé opera cuando la cantidad actuante sube o sobrepasa determinado valor o limite al que se encuentra ajustado.

Los relés de corriente son los que tienen como cantidad actuante la corriente, la cual es proporcionada por un transformador de corriente (**CT**). De manera similar sucede con los relés de tensión que poseen como cantidad actuante la tensión y es proporcionada por un transformador de tensión (**PT**).

Los relés de SobreCorriente poseen una amplia gama de zonas de trabajo, las cuales son ajustables para los diferentes tipos de operación.

Los relés de baja tensión y baja corriente no poseen dichas zonas de operación. Los relés de baja corriente son poco usados.

### 8.10.1.1 Tiempo de Operación

Los relés de estado sólido y los de atracción electromecánica poseen un tiempo de operación instantáneo, pero con la utilización de temporizadores se puede definir su tiempo de operación.

Los relés de SobreCorriente se pueden agrupar en tres categorías según el tiempo de operación:

1. Inversa.
2. Muy Inversa.
3. Extremadamente Inversa.

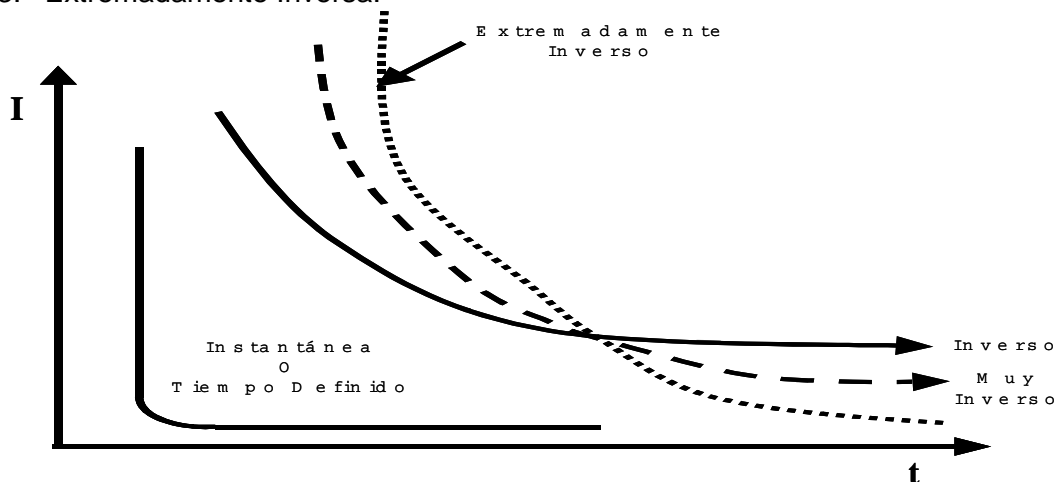


Figura 5. Tiempos de Operación de los relés de SobreCorriente

### 8.10.2 Relé Direccional

Distinguen la dirección del flujo de corriente alterna, reconociendo la diferencia de ángulo de fase entre la corriente y la magnitud de polarización. Esto depende de la relación de la magnitud de polarización y el ángulo de torque máximo.

Se pueden distinguir dos clases de relés direccionales:

1. Relé Direccional de Potencia.
2. Relé Direccional de SobreCorriente.

#### 8.10.2.1 Relé Direccional de Potencia

Son utilizados cuando se presentan condiciones distintas de cortocircuito.

#### 8.10.2.2 Relé Direccional de SobreCorriente

Se utilizan cuando los cortocircuitos desarrollan un torque máximo bajo condiciones de corriente atrasada.

### 8.10.3 Relé de Equilibrio de Corriente

Posee un elemento de SobreCorriente adecuado para producir un torque en oposición a otro semejante, actuando ambos elementos sobre la misma estructura móvil.

La ecuación de torque de dicho relé, esta dada por (Se desprecia la acción del resorte):

$$T = K_1 * I_1^2 - K_2 * I_2^2$$

Cuando se encuentra en el límite de funcionamiento, su torque es CERO

$$K_1 * I_1^2 = K_2 * I_2^2$$

Entonces, la característica de funcionamiento queda definida como:

$$\frac{I_1}{I_2} = \sqrt{\frac{K_2}{K_1}}$$

$I_1$ : Corriente de Operación.

$I_2$ : Corriente de Retención

Si se varia el número de las espiras de las bobinas de retención y operación se obtendrá diferentes clases de pendientes porcentuales.

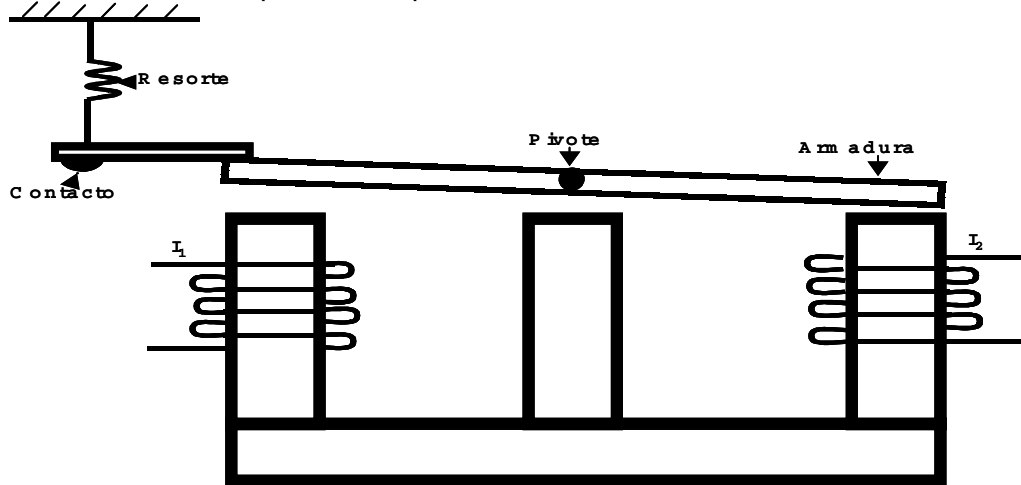


Figura 6. Estructura Básica de un Relé de Equilibrio de Corriente

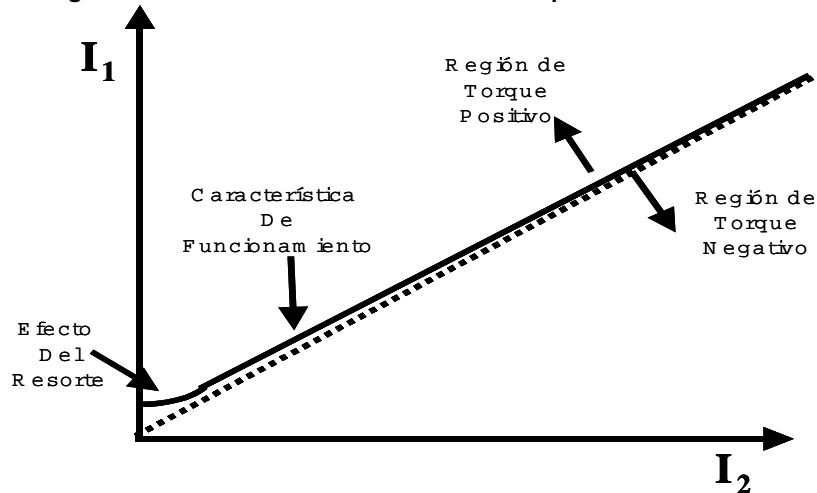


Figura 7. Característica de Funcionamiento de un Relé de Equilibrio de Corriente

#### 8.10.4 Relé Diferencial

Como su nombre lo dice, es un relé que funciona cuando el vector diferencia de las cantidades eléctricas actuantes similares excede un valor predeterminado.

La mayoría de las aplicaciones son de tipo corriente diferencial.

En la figura 8 se ilustra la forma mas fácil de explicar un relé diferencial.

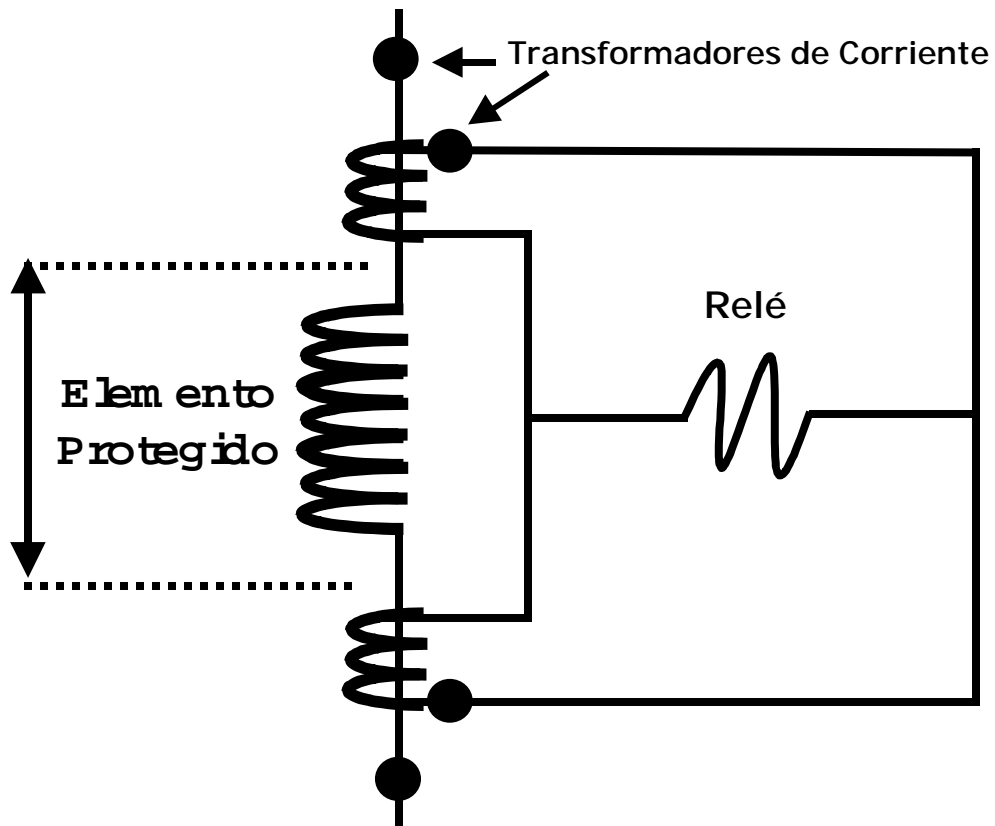


Figura 8: Relé Diferencial

El elemento protegido puede ser:

- Un generador.
- Un barraje.
- Un transformador.
- Un motor.
- Etc.



En cada conexión del elemento al sistema, se instala un transformador de corriente cuyos secundarios se interconectan y a su vez son conectados a la bobina del relé.

Si se presenta una falla en el exterior, punto A, la corriente fluirá por el elemento protegido pasando por los dos CT y no por el relé diferencial (figura 9)

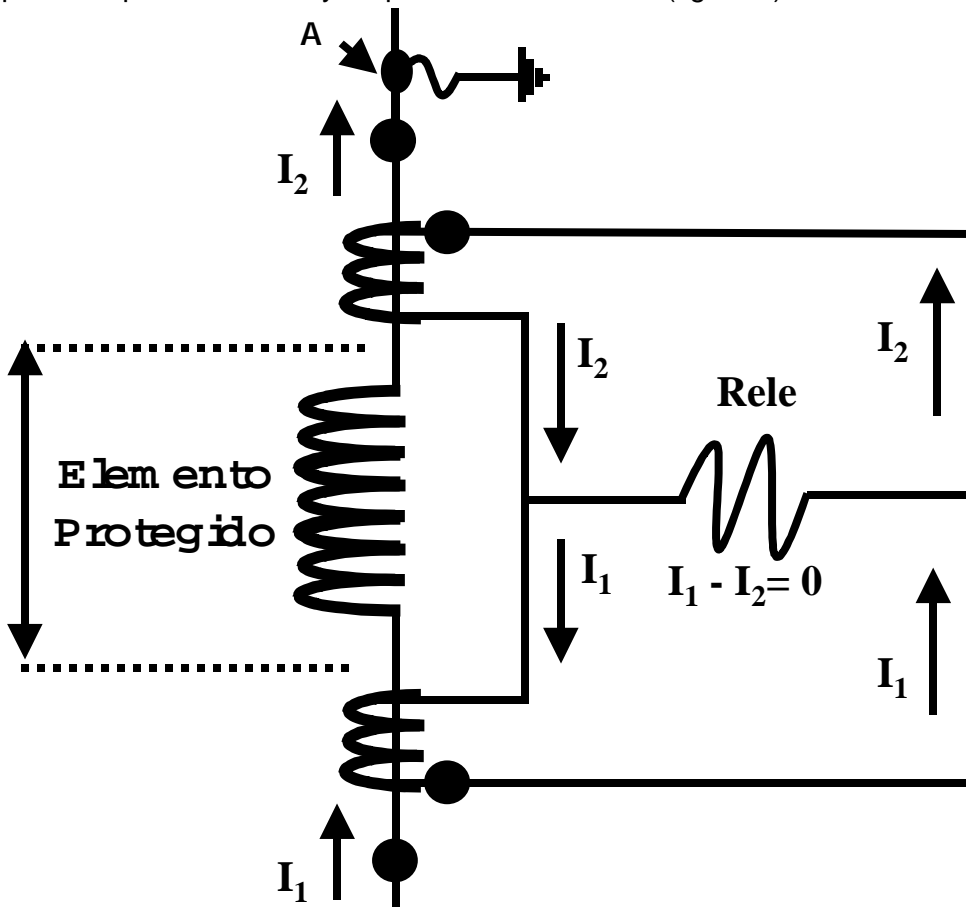


Figura 9: Funcionamiento del relé diferencial ante Falla Externa.

Si la falla es en el interior del elemento protegido, punto B, la corriente fluirá hacia la falla de ambos lados, las corrientes se sumaran y pasaran por el relé diferencial (Figura 10).

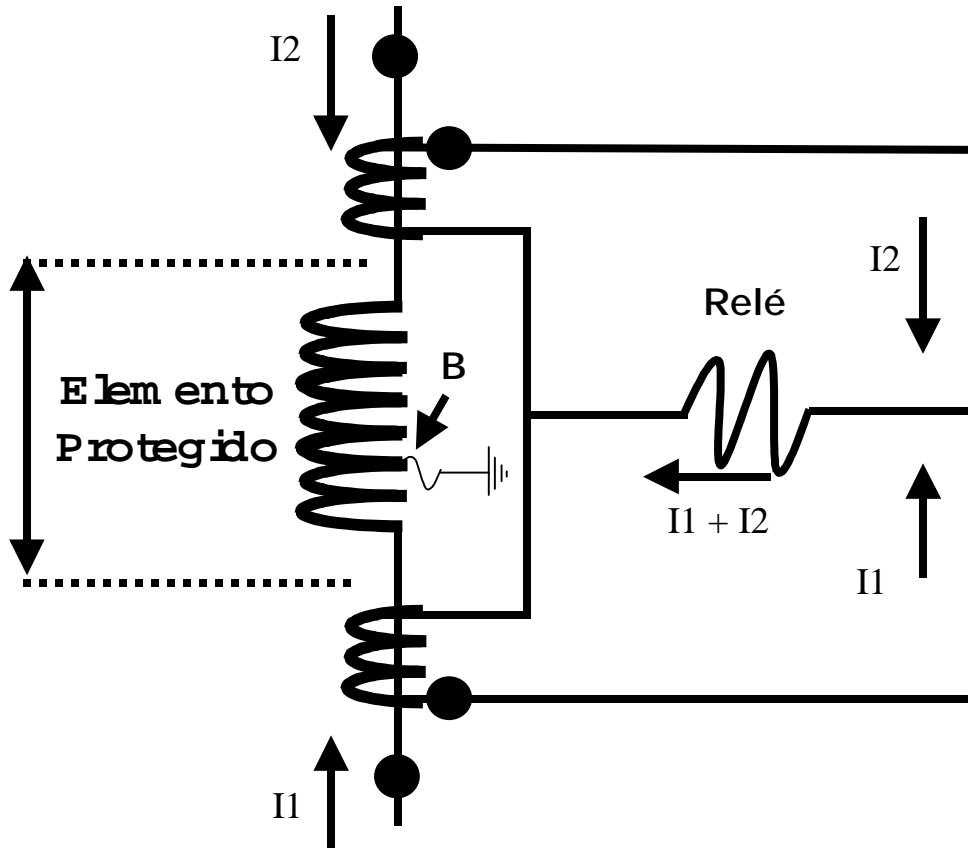


Figura 10: Funcionamiento del relé diferencial ante Falla Interna.

En general, la corriente que circula por el relé diferencial será proporcional al vector diferencia entre las corrientes que entran y salen del elemento protegido, si la corriente excede un valor determinado de puesta en trabajo del relé este operara.

### 8.10.5 Relé Distancia

La impedancia de las líneas de transmisión es proporcional a su longitud, se hace necesario la utilización de un relé que mida la impedancia hasta un punto determinado. Este relé está diseñado para operar ante fallas que ocurran entre la localización del relé y un punto seleccionado. De esta manera se discriminan fallas que puedan ocurrir en diferentes partes de la línea.

El proceso en comparar la corriente de falla vista por el relé y la tensión en el punto de aplicación del mismo, de tal manera que se puede medir la impedancia de la línea hasta el punto de falla.

Los relés distancia se clasifican por su característica polar y el método que utilizan para medir la impedancia; entre los cuales podemos distinguir:

**Relé de Impedancia:** Es un relé de sobrecorriente con retención de tensión. El torque de corriente lo pone en funcionamiento (Torque positivo) y el torque de tensión lo repone (Torque negativo).

**Relé Mho:** Se conoce como relé de admitancia. Esta conformado por una unidad direccional, la cual produce un torque positivo y de una unidad de tensión, que produce un torque negativo.

**Relé de Reactancia:** Es un relé de sobrecorriente con retención direccional. Solamente es sensible a la componente reactiva de las líneas.

### 8.10.5.1 Consideraciones

#### 8.10.5.1.1 Sobrealcance (Overreach)

Al presentarse un cortocircuito, la onda de corriente se desplaza en sus primeros ciclos; bajo estas condiciones el relé tiende a sobrealcanzar, o sea que opera para un mayor valor de impedancia que el que tiene como ajuste. Por tal motivo se debe de realizar una "compensación", la cual consiste en ajustar el relé para que opere entre el 10% y 20% menos de la impedancia de la línea.

#### 8.10.5.1.2 Acción Memoria

En aquellos relés que se requiera de una tensión para desarrollar el torque de operación (El Mho, relé direccional) debe de adicionarse una "acción memoria". Esto se realiza en el diseño, haciendo circular corriente en una bobina de tensión de polarización, la cual comienza a fluir cuando la tensión en el lado de alta tensión de los PT se reduce a cero.

#### 8.10.5.1.3 Arranque

Una unidad de arranque, es aquella que detecta que existe una falla en el sistema y da la orden a las unidades de medida para establecer la distancia del relé a la falla y a su vez arranca el temporizador para las zonas 2 y 3.

### 8.10.5.1.3.1 Métodos de arranque

1. **Relé Sobrecorriente:** Se utiliza en los casos donde la corriente de falla sea mayor que la corriente de servicio.
2. **Relé de Comparación de Tensión:** Cuando la corriente de falla trifásica es mas alta que la corriente máxima de servicio pero las corrientes de falla bifásica y monofásica no lo son.
3. **Baja Impedancia:** Para aquellos circuitos en que la corriente da falla trifásica es mas pequeña que la corriente de máxima de operación.

## 8.10.6 Relé Piloto

Para utilizar el esquema de relé piloto se requiere el intercambio de información, generalmente se utiliza la dirección de la corriente, con lo que se compara las condiciones del sistema. Para este intercambio de información se utiliza un canal de comunicación, el cual puede ser:

1. Hilo Piloto (Cable).
2. Onda Portadora (PLC).
3. Microondas.

### 8.10.6.1 Hilo Piloto

Es una adaptación del principio de funcionamiento del relé diferencial pero aplicado a líneas de transmisión. Esta protección se comporta como protección principal. Es utilizado en líneas cortas (menos de 8 kmts).

#### 8.10.6.1.1 Principio de Operación

##### 8.10.6.1.1.1 Corriente Circulante

Normalmente la corriente circula por el hilo piloto y las bobinas de restricción. Cuando se presenta una falla, la corriente circulará por la bobina de operación en los relés de los extremos de la línea. Si ocurre un cortocircuito en el hilo piloto este bloquea el disparo y si se habré produce disparo en la línea protegida.

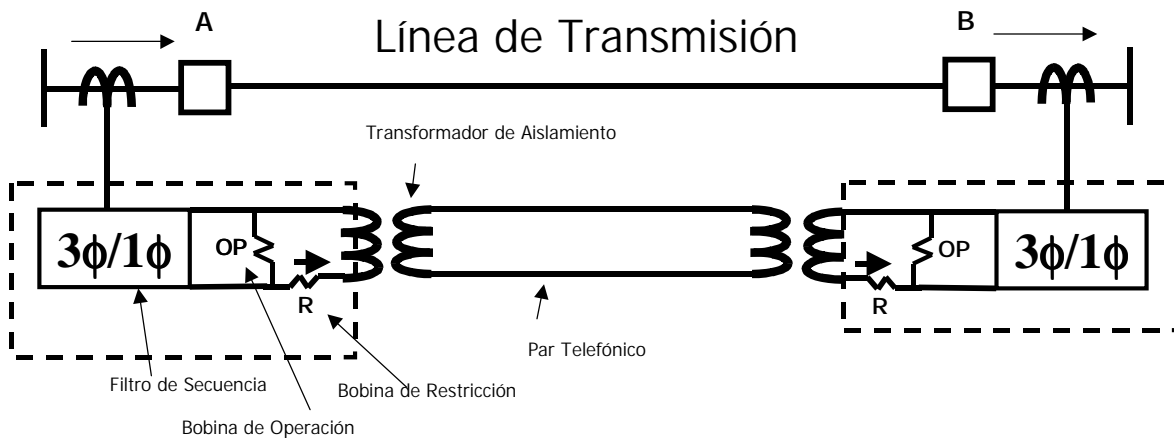


Figura 11: Relé por hilo Piloto. Tipo Circulación de Corriente

#### 8.10.6.1.1.2 Tensiones Opuestas

Durante condiciones normales, no hay circulación de corriente. Al presentarse una falla, circulara corriente por las bobinas de operación y por el hilo piloto. Si ocurre un cortocircuito en el hilo piloto producirá disparo de la línea y si se habré el hilo piloto entonces se bloquea el disparo.

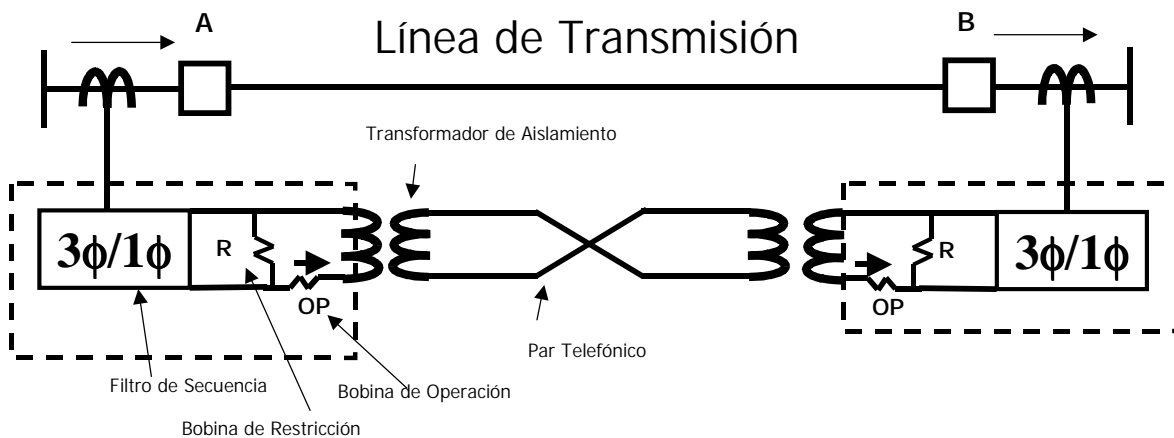


Figura 12. Relé por hilo Piloto. Tipo Tensiones Opuestas

### 8.10.6.2 Comparación de Fases

Compara la dirección de las fases en los extremos de la línea, el medio de comunicación es el PLC o Microondas.

#### 8.10.6.2.1 Tipos

##### 8.10.6.2.1.1 Segregado

Realiza la comparación por fase y por ende requiere de tres canales de comunicación.

##### 8.10.6.2.1.2 No Segregado

Para la comparación utiliza un filtro de secuencia, similar al del relé Hilo piloto. De esta manera se obtiene una sola cantidad a comparar y utiliza solo un canal.

Para cualquier tipo de estas, la señal de corriente es convertida a una señal cuadrada y enviada por medio de pulsos.

### 8.10.6.3 Onda Viajera

Detecta la dirección de onda viajera producida por la falla en vez de detectar al corriente.

Al presentarse una falla, se genera una onda viajera que viaja en el sistema de potencia. Dicha onda posee características propias en el espectro de frecuencia; con la utilización de filtros se pueden aislar y detectar.

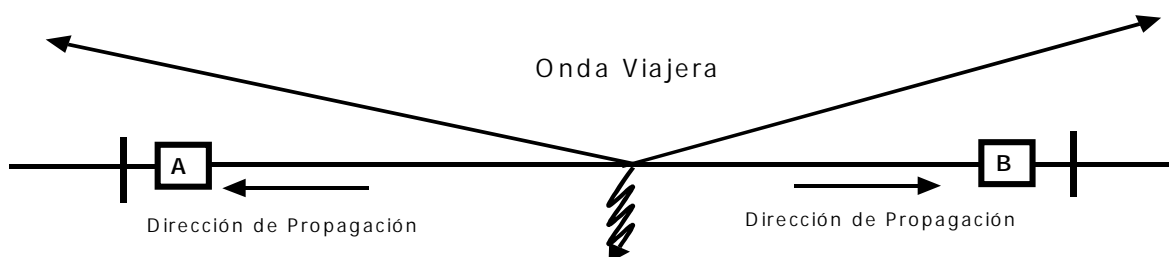


Figura 13: Relé de Onda Viajera. Falla dentro de zona de Operación

Cuando ocurre una falla en el zona no protegida del relé, la onda que se genera entra por un terminal y sale por el otro, dicha situación es detectada por el relé. Bajo esta condición es bloqueado el disparo.

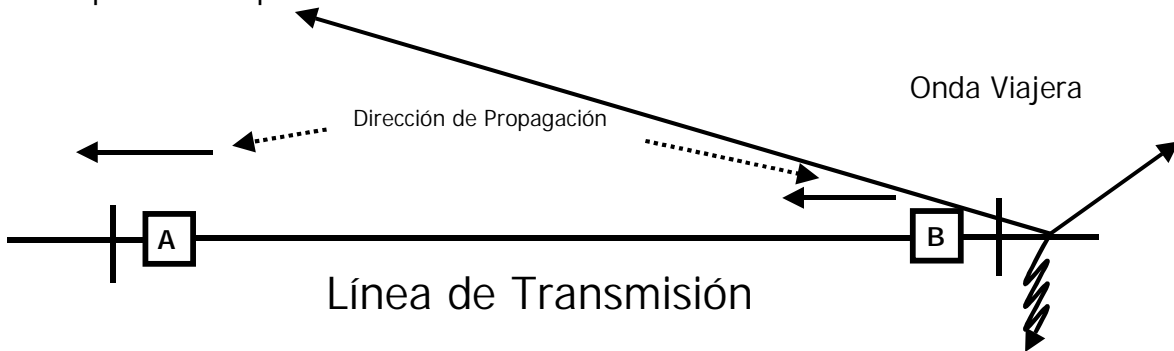


Figura 14: Relé de Onda Viajera. Falla en zona de no protección

Si la falla ocurre dentro de la zona de protección del relé, la onda que se genera sale por los dos terminales siendo detectada y habilita el sistema de disparo.

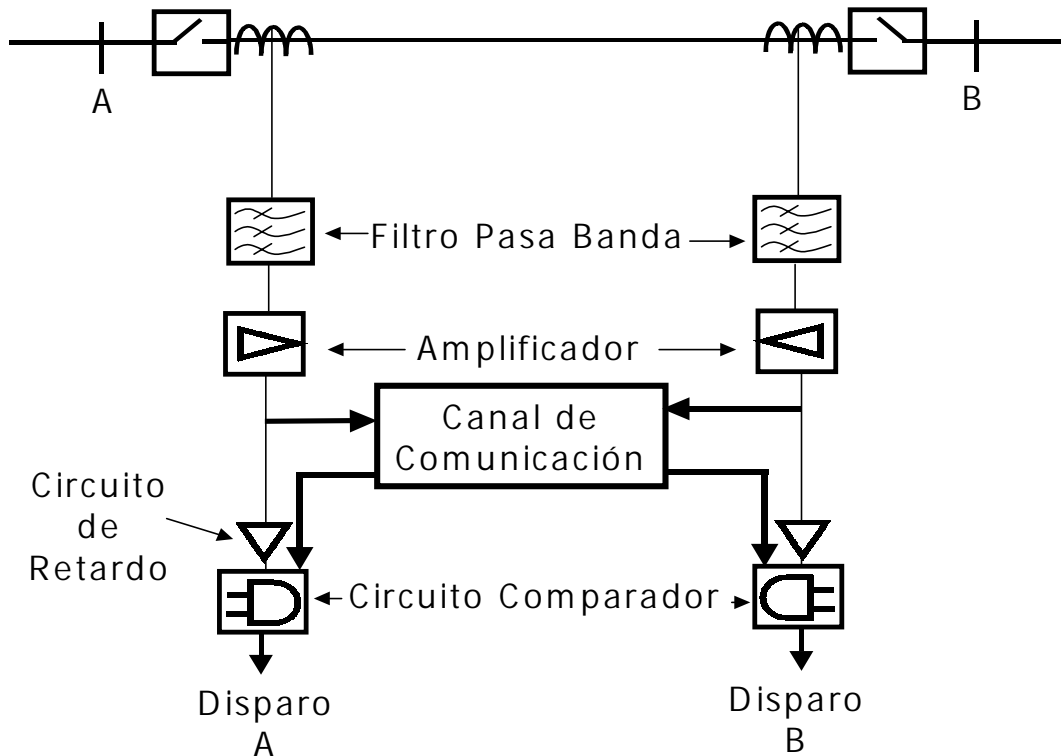


Figura 15: Relé de Onda Viajera

### 8.11 Protección de Barras

Se considera barra al punto de conexión de los diferentes circuitos que son alimentados por la subestación. A ella se conectan las salidas de líneas de transmisión, salidas de alimentación para autotransformadores, transformadores y los equipos de compensación. Por tal motivo se debe de proteger para evitar daños mayores a estos equipos.

#### 8.11.1 Protección

Existe varios métodos para la protección de barras, entre los cuales tenemos:

- Diferencial con acopladores lineales.
- Diferencial con relés de sobrecorriente.
- Diferencial parcial.
- Diferencial con relés de sobretensión.
- Etc.

### 8.12 Protección de Líneas

#### 8.12.1 Protección con Relés de Sobrecorriente

Se utiliza para proteger líneas de baja tensión o como protección de respaldo en líneas de media y alta tensión. Es un esquema simple y económico pero tiene como defecto que es lento y requiere de ajustes permanentes; ya bien sea por el incremento de la capacidad de cortocircuito o el aumento de líneas de transmisión.

Se utilizan los de tiempo inverso por su característica de operación, ya que se obtiene una adecuada coordinación entre los diferentes relés del sistema. Son utilizados tanto para fallas entre fases como fallas Fase – Tierra.



### 8.12.2 Protección con Relés Direccionales

Se utilizan en sistemas interconectados. Pero esto no es aplicable del todo, existen casos en que los relés de fase no son direccionales. Es recomendable que los relés de tierra sean direccionales para lograr un ajuste sensitivo. La polarización de estos relés se efectúa con tensión de secuencia cero, la cual se obtiene de una conexión Delta Partida.

### 8.12.3 Protección con Relés Instantáneos

Son utilizados cuando la corriente de cortocircuito en el sitio donde se ubica el relé es por lo menos tres veces la corriente de cortocircuito en el extremo opuesto. Se ajustan a una corriente que aparece en el momento de la falla del 70% de la longitud de la línea

### 8.12.4 Protección con Relés Distancia

Se considera este tipo de protección cuando la corriente de falla es lenta o no es selectiva. Son utilizados como protección principal. Son los mas usados.

#### 8.12.4.1 Características

1. Opera en menor tiempo y posee una alta confiabilidad. Esto se debe a que procesa las tensiones y corrientes que se presentan en su punto de localización.
2. Se diseñan para que posean una alta sensibilidad direccional.
3. Ofrecen una confiabilidad a la detección de fallas bajo condiciones adversas. Por poseer un alta sensibilidad, miden corrientes de falla pequeñas ( $0.2 \times I_n$ ) y altas relaciones de impedancia ( $Z_s / Z_1$ ,  $Z_s$ : Impedancia de Fuente,  $Z_1$ : Impedancia de línea).
4. Se pueden implementar bajo esquemas de piloto para recierres automático rápido o lento.
5. Por poseer una característica escalonada de tiempo, puede proporcionar la protección de respaldo para las subestaciones siguientes o líneas adyacentes.

6. Son independientes de la corriente de carga.

### 8.13 RECIERRE AUTOMÁTICO

Las mayoría de las fallas que se presentan en las líneas de transmisión son transitorias, es decir que desaparecen cuando la línea se desenergiza al abrir en ambos extremos sus interruptores; por lo cual se implementa el recierre automático lo cual permite un rápido restablecimiento del servicio. Este recierre no es inmediato, se realiza luego de un determinado tiempo el cual es del orden de los milisegundos (400 milisegundos o 700 milisegundos).

El recierre se aplica a líneas de transmisión, en ningún momento a líneas de compensación, transformación o generación ya que esto someterá a esfuerzos dieléctricos y mecánicos a dichos equipos.

El recierre puede ser monofásico o trifásico.

### 8.14 SINCRONIZACIÓN

Cuando se desea unir dos sistemas diferentes, es decir que se encuentran separados, se debe de realizar una SINCRONIZACIÓN.

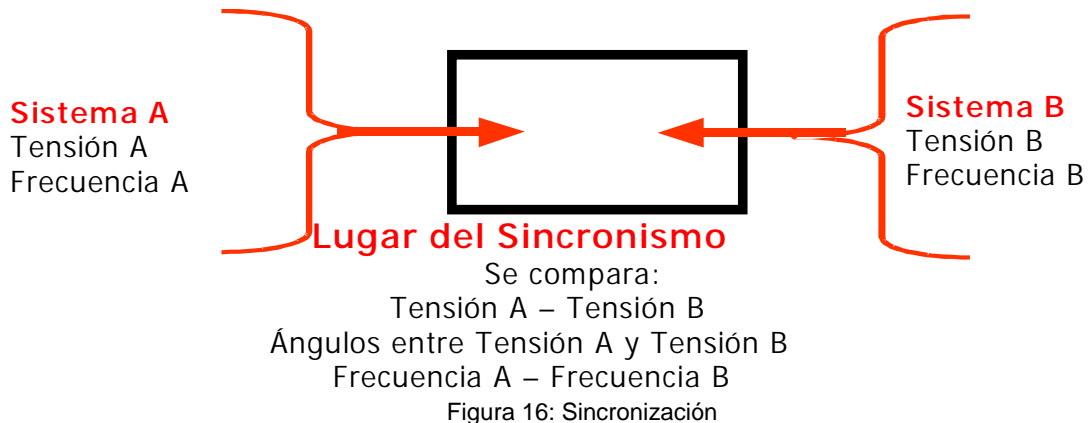


Figura 16: Sincronización

La realización de sincronismo o chequeo de sincronismo se debe de tener presente:

- Diferencia de Magnitud de tensiones ( $\Delta U$ ).
- Diferencia de frecuencia ( $\Delta F$ ).
- Diferencia angular ( $\Delta \phi$ ).

**1. La Diferencia De Magnitud De Tensión ( $\Delta U$ ).**

Los dos sistemas poseen una magnitud en tensión. La diferencia entre magnitudes se conoce como Delta de U ( $\Delta U$ ). Se establece un valor para poder realizar sincronismo, que por lo general debe de ser inferior al 10 %.

**2. La Diferencia De Frecuencia Ó Deslizamiento De Frecuencia ( $\Delta F$ ).**

La diferencia de frecuencia es el valor delta a que esta sujeto el equipo para realizar sincronismo. Se toma por lo general menor a 0.2 Hz.

**3. Diferencia Angular ó Angulo de Tensiones ( $\Delta \phi$ ).**

Se toma como referencia una tensión a la cual se le llamara RODANTE y a la otra ENTRANTE. Entre dichas tensiones existe un ángulo en cual debe de ser el adecuado para evitar un corto o un cierre asincronico. Se toma valores inferiores a  $30^\circ$ . Un cierre con un ángulo mayor de  $60^\circ$  puede provocar una salida del sistema por cierre asincronico y un cierre con un ángulo de  $180^\circ$  provoca un cortocircuito trifásico.

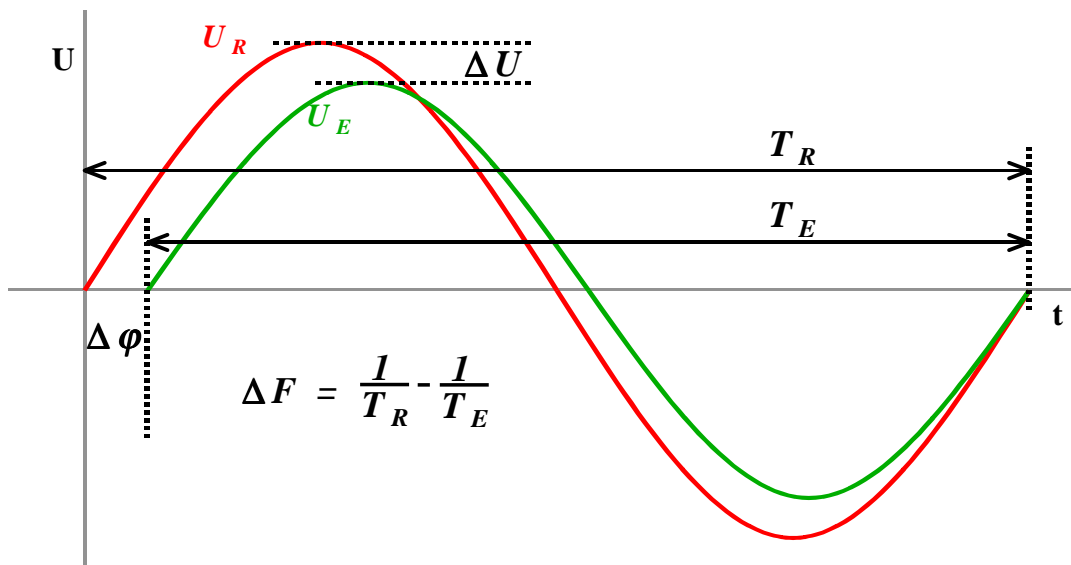


Figura 17: Variables para Sincronización

### 8.14.1 Función Chequeo de Sincronismo

Un relé de chequeo de sincronismo (synchro - check relay) se usa para controlar la interconexión de una línea en un sistema ya interconectado. Las dos partes que serán conectadas entre sí pueden tener la misma frecuencia, pero grandes diferencias relativas en voltaje y ángulo de fase, que en ciertos casos pueden ser tolerables. Estas diferencias pueden ser debidas a la oscilación de potencia de que pueden ocurrir en redes donde una línea en falla es desconectada.

Nótese entonces, que un chequeo de sincronismo no es igual que una sincronización. Sincronización significa la conexión de dos partes de una red que están eléctricamente aisladas una de otra y pueden tener cierta diferencia de frecuencia. El chequeo de sincronismo, entonces, significa que la orden de cierre al interruptor se bloquea para diferencias de frecuencia que existan entre dos sistemas eléctricamente aislados.

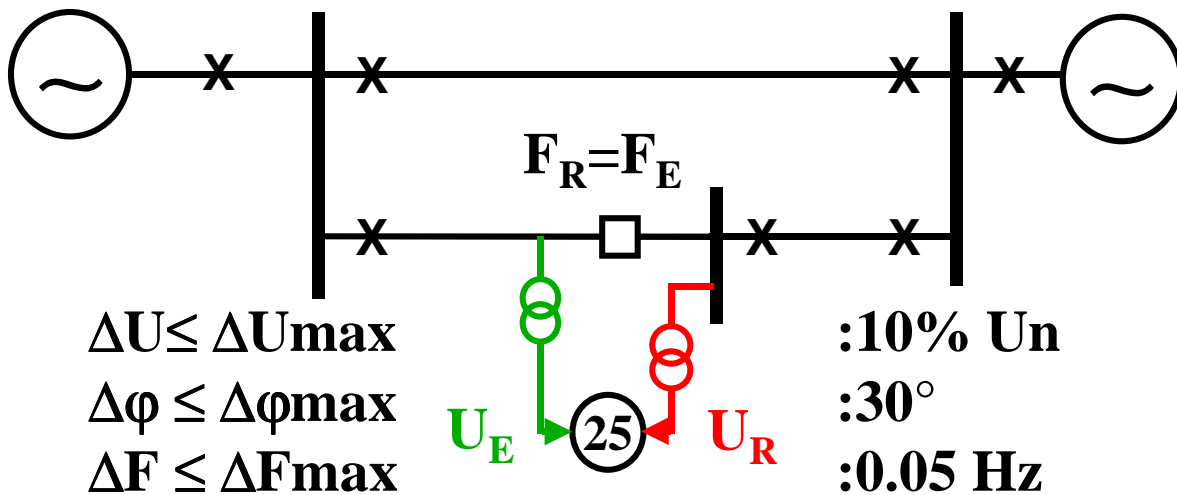


Figura 18: Función chequeo de Sincronismo

### 8.14.2 Función de energización (chequeo de voltaje).

El relé cuenta con una unidad adicional que le permite una línea desenergizada, ser conectada a una sección energizada de una red.

Una línea desconectada puede tener un potencial considerable debido, por ejemplo, a la inducción de una línea paralela energizada o a través de los condensadores de los interruptores. Este voltaje puede ser tan alto como el 30% o más, de la tensión nominal de la línea.

El valor del voltaje, por debajo del cual la línea o la barra es considerada no energizada y energizada, consecuentemente debe ser tomada en sitio y ajustada en la unidad de chequeo de voltaje entre el 30 y el 80% del voltaje nominal de la línea. La línea o la barra se considera como energizada si el voltaje excede el 80% del voltaje nominal.

La operación de energización puede ser ajustada para realizarse en una u otra dirección del interruptor o puede ser permitida para realizarla en ambas direcciones.

El pulso de cierre se da al interruptor si uno de los voltajes  $U_1$  o  $U_2$  es "alto" y el otro es "bajo", por ejemplo, cuando solamente un lado esta energizado.

El tiempo de operación para la función de energización puede ser ajustado a 0.2 seg. , o temporizado de 1 a 20 seg

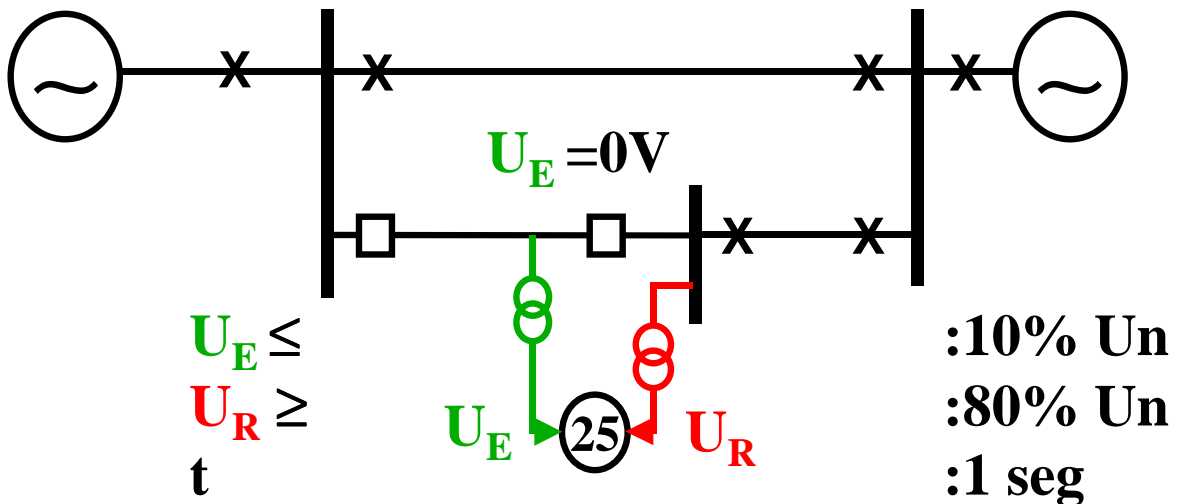


Figura 19: función de Energización

### 8.14.3 Uso de los Relés de Chequeo de Sincronismo

Los relés de chequeo de sincronismo se usan para:

1. Controlar la conexión de partes de una red que esta interconectada.
2. Comparar las diferencias entre dos tensiones  $U_1$  y  $U_2$  en cuanto a magnitud ( $\Delta U$ ), ángulo de fase ( $\Delta \phi$ ) y frecuencia ( $\Delta f$ ), esto es, permitir el cierre de un interruptor cuando los fasores de tensiones entre sus extremos están entre unos limites ajustados en el mismo relé.
3. Realizar la función de chequeo de voltaje, para energización.

4. Función de chequeo de sincronismo.
5. Para que el relé opere y permita el cierre del interruptor, se deben cumplir las siguientes condiciones completa y simultáneamente
  - Los voltajes  $U_1$  y  $U_2$  deben ser mayores que el 80 % de la tensión nominal.
  - La diferencia de magnitud entre voltajes debe ser menor que el valor ajustado de  $\Delta U$ .
  - La diferencia de ángulo debe ser menor que el valor ajustado de  $\Delta\phi$ .

El relé puede ser usado en circuitos de control para operaciones automáticas o manuales de un interruptor y puede estar permanentemente conectado a los transformadores de voltaje o por medio de circuitos de control.

La salida del relé es normalmente un pulso de salida de una duración de 0.1 ó 0.25 seg. Sin embargo, la señal puede ser continua, realizando las conexiones necesarias en la parte trasera del relé.

### 8.15 SISTEMAS DE COMUNICACIONES EN SISTEMAS DE PROTECCIÓN

Los sistemas de protección utilizados para las protecciones de las líneas de transmisión se deben de comunicar; con el fin de ofrecer un sistema confiable y seguro.

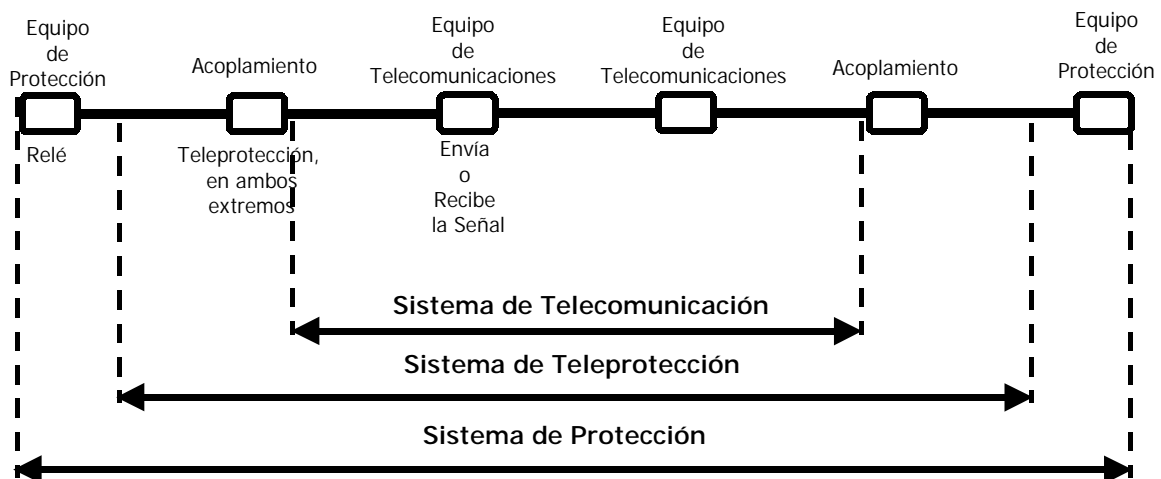


Figura 20: Sistema de Comunicaciones para protección

### 8.15.1 Sistema de Protección Análogo

La información se transmite a través de los sistemas de telecomunicación en forma analógica o digital. Los sistemas de protección analógica lo constituyen por lo general un sistema de protección selectivo absoluto. La información se procesa en ambos extremos de la línea a proteger y se compara con valores locales para determinar si se trata de falla interna o externa. La comparación se realiza con valores instantáneos de las cantidades medidas de la línea.

### 8.15.2 Sistema de Protección Comandos

La información es una señal de comando. Esta es transmitida por el sistema de telecomunicación y se basa por lo general en un criterio selectivo establecido.

#### 8.15.2.1 Comando para disparo (Permisivo o directo)

Se manda una señal desde uno de los extremos por un sistema de protección que detecta la falla. En el extremo opuesto, conocido como receptor, se manda el disparo dependiendo de la condición de operación de los sistemas de protección en el extremo de envío de la línea.

#### 8.15.2.2 Comando para Bloqueo de Disparo

Se manda una señal al extremo opuesto para todas las fallas externas a la zona protegida de la línea para bloquear el disparo en ese lado de envío de la línea. La decisión de cuando un falla es interna o externa se toma con un esquema de comparación o distancia.

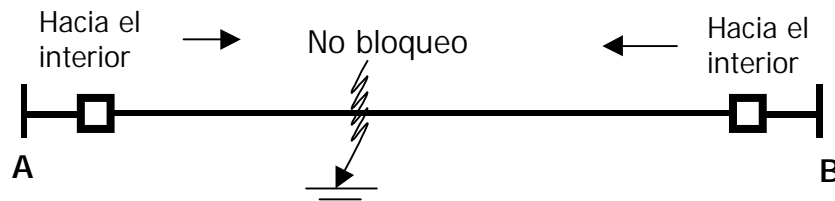


Figura 20. No bloqueo

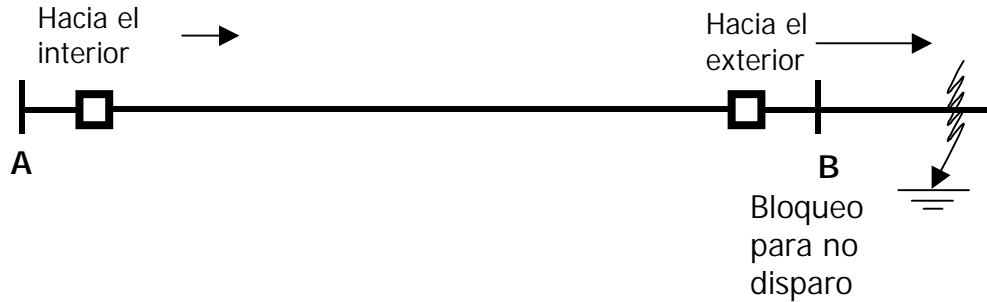


Figura 21. Bloqueo para no disparo

### 8.15.3 Sistema de Teleprotección

Estos esquemas difieren según el tipo de aplicación. Un ejemplo de esto es en un sistema de protección permisivo, acá se requiere de un criterio establecido de secuencia de disparo; y un sistema de bloqueo requiere seguridad durante un evento para tomar la decisión acertada.

Algunos de los parámetros que se tienen en cuenta para un sistema de teleprotección son:

1. Tiempo de transmisión.
2. Ancho de banda usado para transmisión.
3. La seguridad y su dependencia de otros factores.
4. Relación de señal a ruido en la entrada del extremo receptor.

Para usar un sistema de teleprotección se requiere:

1. Tiempo de transmisión corto.
2. Alta seguridad.
3. Baja potencia de transmisión.
4. Ancho de banda estrecho (Entre 40 y 450 KHz.)

### 8.15.4 Sistemas de Telecomunicaciones

Los sistemas de telecomunicaciones pueden ser:

1. Hilo Piloto.
2. Carrier.
3. Microondas.
4. Fibra óptica.



La señal de telecomunicación no produce disparo sobre el interruptor sin un criterio previo definido. Se debe de disponer de medios de evaluación de señales, de tal manera que se eviten las señales falsas que producen actuación de los sistemas de control y protección. Por tal motivo el sistema de comunicaciones debe de ser lo mas independiente de los disturbios que pue3de sufrir el sistema de potencia.

Los sistemas de comunicación, deben de tener definido el concepto de ANCHO DE BANDA, el cual es asociado al número de canales de comunicación requeridos. Este número de canales se asocia al sistema de comunicación empleado y a la relación SEÑAL / RUIDO.

El hilo piloto, por lo general, utiliza un ancho de banda de 4 KHz; por lo general se en canales usados en:

1. Transmisión de datos (Medición y procesamiento de información).
2. Teleprotección.

La relación SEÑAL / RUIDO en la comunicación por hilo piloto esta dada por decibeles (db) y se considera como mínimo aceptable:

- |   |             |
|---|-------------|
| 1. <b>Canal de Voz:</b>                     | 25 db.      |
| 2. <b>Transmisión de datos:</b>             | 15 db.      |
| 3. <b>Teleprotección:</b>                   | 10 – 15 db. |
| 4. <b>Transmisión analógica de señales:</b> | 15 – 20 db. |

Cuando se trabaja con microondas, el rango es aproximadamente el mismo.

### 8.15.4.1 Sistemas de Comunicación por Carrier

Cuando se utiliza el cable conductor de la línea de transmisión como medio de comunicación, se esta hablando del sistema CARRIER. La distancia que se puede cubrir es de kilómetros. Cuando se utiliza conductores distintos es costoso y restringido a distancias no mas de 100 Kmts.

Su ancho de banda se encuentra entre 40 y 500 KHz. Pero las frecuencias que mas se utilizan se encuentran entre 50 y 150 KHz. La relación SEÑAL / RUIDO se encuentra en el rango de 10 – 40 db.

### 8.15.4.2 Sistemas de Comunicación por Fibra Óptica

Es el medio mas moderno que se esta utilizando. Sus ventajas radica en:

- No tiene interferencia con otros sistemas.
- No se afecta por condiciones ambientales.

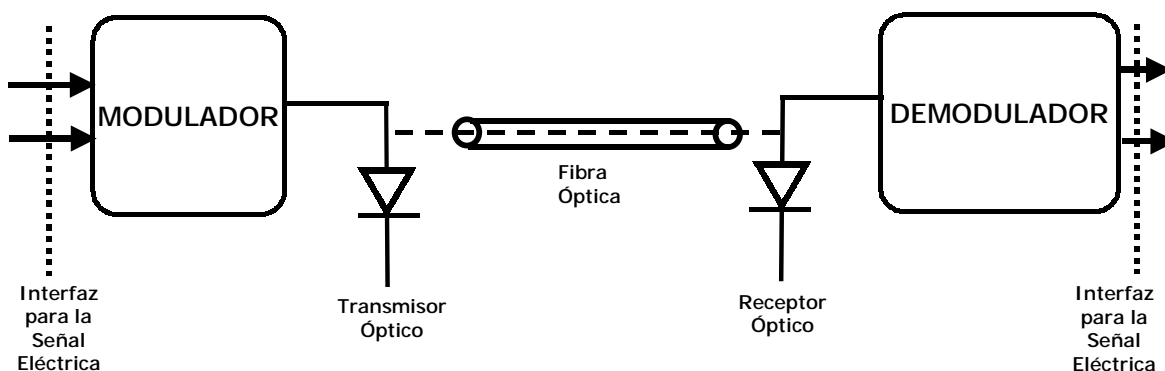


Figura 22: Comunicación por Medio de Fibra Óptica

Los elementos que se utilizan para la comunicación por medio de la fibra óptica son:

- Demodulador y Modulador: En ambos extremos. Son los encargados de manejar las señales ópticas.
- Enlace de comunicación: A base de cables de fibra óptica. Son hilos de fibra de vidrio muy pequeños, con un diámetro entre los 100 – 200 micrómetros ( $1 \times 10^{-6}$ ).
- Emisor y Receptor de luz.
- Transmisor de óptico: Diodos emisores de luz.

## 8.16 Simbología de los Relés de protección

A continuación se realizara un listado de los diferentes relés de protección y su forma representativa.

NOMBRE	SIMBOLO
Relé de protección de desfasaje	1
Relé con retardo de tiempo al arrancar o cerrar	2
Relé de cheque o enclavamiento	3
Relé maestro de arranque	4
Relé maestro de parada	5
Interruptor de arranque	6
Interruptor anodico	7
Dispositivo de conexión de la potencia de control	8
Dispositivo de inversión	9
Interruptor de control de secuencia	10
<b>Disponible</b>	<b>11</b>
Dispositivo de sobre velocidad	12
Dispositivo de velocidad sincrónica	13
Dispositivo igualador de frecuencia o velocidad	14
<b>Disponible</b>	<b>16</b>
Interruptor de descarga y punteo	17
Dispositivo de aceleración y desaceleración	18
Relé de transición de arranque o marcha	19
Válvula operada eléctricamente	20
Relé de distancia	21
Interruptor igualador	22
Dispositivo de control de temperatura	23
Relés de ondas viajeras	24
Relé de verificación de sincronismo	25
Dispositivo térmico para aparatos	26
Relé de baja tensión ca o cc	27
Detector de llama	28
Contactor separador para emergencia y prueba	29
Relé anunciador	30
Dispositivo de excitación separada	31
Relé direccional de potencia	32
Interruptor de posición	33
Dispositivo maestro de secuencia	34
Dispositivo para operar escobillas o cortocircuitar	35

Dispositivo para polarización	36
Relé de baja potencia o baja corriente	37
Dispositivo protector de los cojinetes	38
Monitor de condiciones mecánicas	39
Relé de falla de campo	40
Interruptor de campo	41
Interruptor de marcha	42
Dispositivo de transferencia manual	43
Relé de secuencia de arranque de la unidad	44
Monitor de condiciones atmosféricas	45
Relé de corriente de fase inversa o de balance	46
Relé de pérdida de secuencia de fase	47
Relé de secuencia incompleta	48
Relé térmico para transformador o maquina	49
Relé instantáneo de sobrecorriente	50
Relé de temporizado de sobrecorriente	51
Interruptor de corriente alterna	52
Relé de excitación o del generador cc	53
<b>Disponible</b>	<b>54</b>
Relé de factor de potencia	55
Relé aplicación de campo	56
Dispositivo de puesta a tierra o corto circuito	57
Relé de falla de la rectificación	58
Relé de sobretensión	59
Relé de desbalance de corriente o tensión	60
<b>Disponible</b>	<b>61</b>
Relé temporizado para parada o apertura	62
Relé de presión	63
Relé de falla a tierra	64
Regulador	65
Dispositivo de conteo o control de avance lento	66
Relé direccional sobrecorriente ca	67
Relé de bloqueo	68
Dispositivo permisivo de control	69
Reostato	70
Suiche de nivel	71
Interruptor de cc	72

Contactos para resistencia de carga	73
Relé de alarma	74
Mecanismo para cambio de posición	75
Relé de sobrecorriente de cc	76
Transmisor de pulsos	77
Medida de ángulo de fases o Relé de protección	78
Relé de recierre de corriente alterna	79
Relé de flujo	80
Relé de frecuencia	81
Relé de recierre cc	82
Relé de transferencia o de control selectivo	83
Mecanismo de operación	84
Relé receptor de carrier hilo piloto	85
Relé de disparo o bloqueo	86
Relé de protección diferencial	87
Motor o motogenerador	88
Seccionador de línea	89
Dispositivo de regulación	90
Relé direccional de tensión	91
Relé direccional de potencia y tensión	92
Contacto cambiador de campo	93
Relé de disparo o disparo libre	94
<b>Disponible</b>	<b>95</b>
Detector de vibraciones	96

### Datos de Protecciones

## 9 COMPENSACIÓN

### 9.1 POTENCIA REACTIVA

La potencia reactiva aparece en todos los sistemas de que involucran la corriente alterna. Algunas cargas, aparte de consumir potencia activa consumen potencia reactiva; como lo realiza el sistema de transmisión ya que posee inductancias en serie de los transformadores, líneas de transmisión aérea o subterráneas. El sistema de transmisión, además de consumir genera potencia reactiva por poseer reactancia capacitiva en paralelo (entre dos líneas o entre la línea y la tierra).

Para que el sistema de energía de corriente alterna se mantenga estable, la producción de potencia activa debe ser igual al consumo mas las perdidas. Si varía alguna de estas la frecuencia cambiaría.

$$P_{generada} = P_{consumo} + P_{perdidas}$$

En los sistemas de transmisión existe un equilibrio entre la potencia reactiva y la tensión. Este equilibrio se encuentra pero con unas tensiones inadmisibles. Al existir exceso de potencia reactiva se presentaría altas tensiones, perdidas activas en la red, calentamiento de los diferentes componentes y en ciertos casos se corre riesgo con la estabilidad del sistema.

La potencia reactiva se genera o es producida por:

- Generadores.
- Compensadores sincrónicos.
- Líneas de transmisión.
- Condensadores.

Es consumida por:

- La carga.

- Transformadores.
- Líneas de transmisión.
- Reactores.

El equilibrio de la potencia activa se obtiene únicamente de los generadores. La potencia reactiva se equilibra por medio de los generadores y mediante dispositivos especiales colocados en la red para generar o consumir.

Un manejo deficiente de la potencia reactiva puede generar los siguientes problemas:

- Aumento de las pérdidas técnicas.
- Mala calidad del servicio de energía (Alto o Bajo nivel de tensión).
- Inestabilidad del sistema.
- Adicionar capacidad de generación, transformación y redes de transmisión.
- Aumento de los costos operativos por necesidades de generación mínima en plantas costosas, como son las térmicas.

Algunos de los dispositivos para realizar control sobre la potencia reactiva son:

- Condensadores, conectados en serie y / o en derivación al sistema.
- Reactores, conectados en derivación.
- Motores sincrónicos.
- Compensador estático controlado por tiristores. Es el avance tecnológico mas reciente.

LA potencia activa es la que produce trabajo, la reactiva no. El trabajo (Transformación de la fuerza eléctrica en fuerza mecánica, calor, etc.) se puede obtener cuando la corriente esta en fase con la tensión.

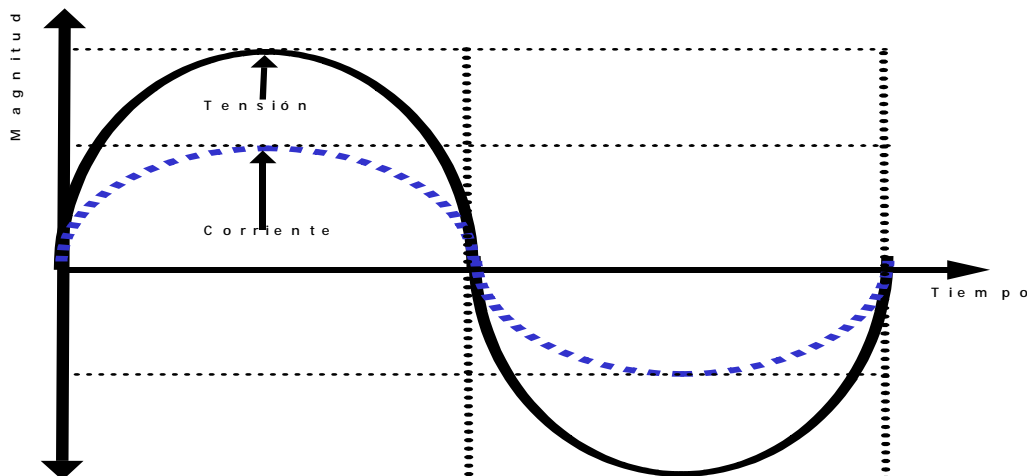


Figura 1 Tensión en fase con la corriente

Cuando la corriente se encuentra en desfase con la tensión, por ejemplo si se encuentran en un desfase en una cuadratura ( $90^\circ$ ), la tensión estará decreciendo cuando la corriente esta creciendo o viceversa y cuando alguna este en el máximo la otra estará en cero. En este caso no se puede obtener potencia activa y entonces se considera potencia reactiva (Potencia Inútil).

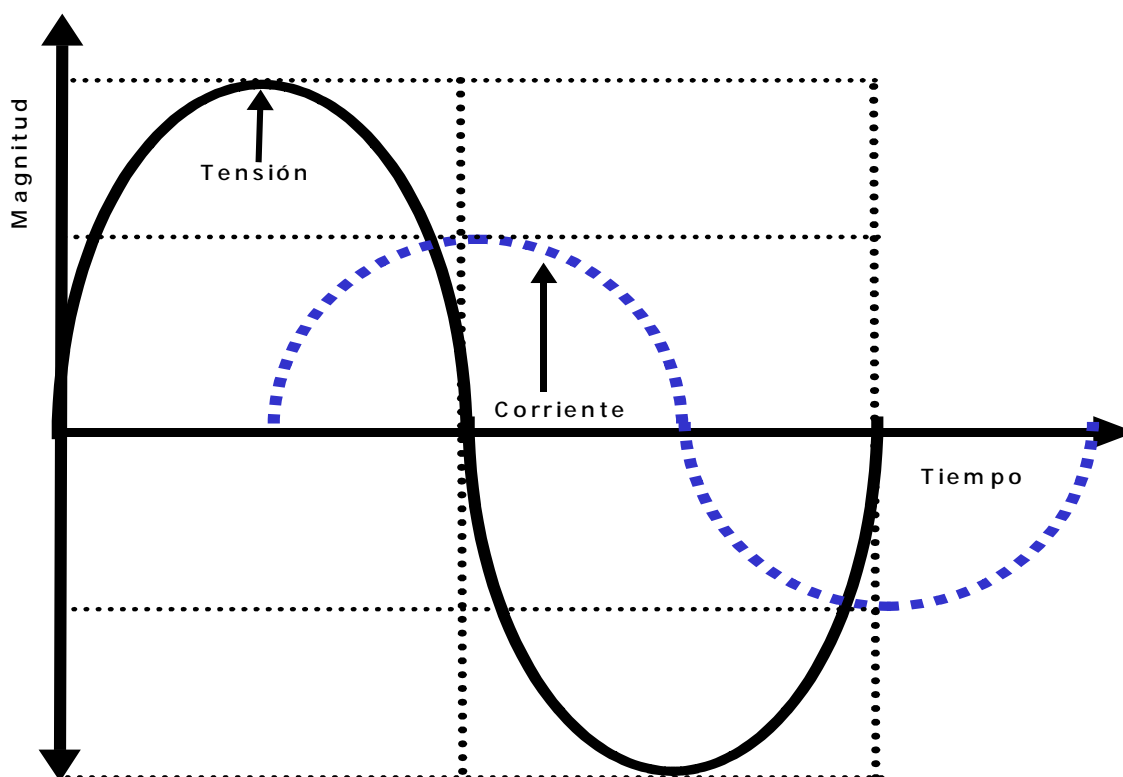


Figura 2 Tensión desfasa con la corriente.

Este desfase es producido por las capacitancias e inductancias del sistema, por tal motivo el concepto de potencia reactiva solamente se da en Sistemas de Corriente Alterna; ya que en Sistemas de Corriente Continua las capacitancias equivalen a circuitos abiertos y las inductancias a cortocircuitos (Mientras no se presenten transitorios).

Con lo anterior podemos decir que por este fenómeno se puede hablar de un triángulo de potencias.



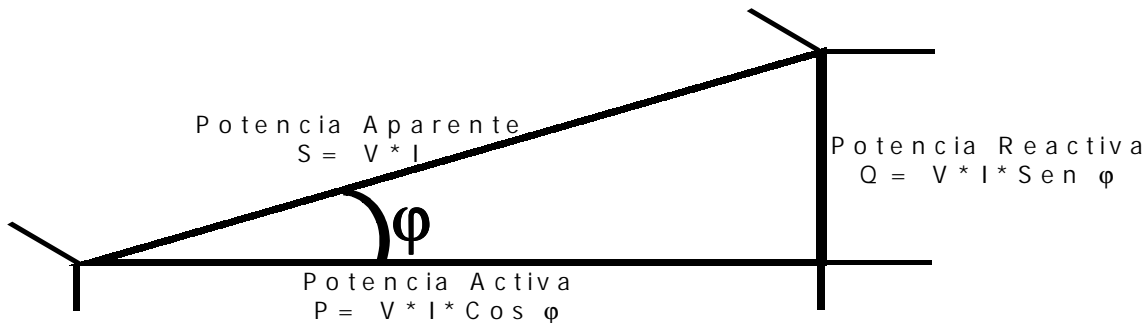


Figura 3 Triángulo de Potencia

Recordando los principios eléctricos y matemáticos, podemos decir:

- La Corriente se Adelanta a la Tensión cuando esta atraviesa un elemento capacitivo ( $I_c$  en adelante a E).
- La Corriente se Atrasa a la Tensión cuando esta atraviesa un elemento inductivo ( $I_L$  en atrasó a E).

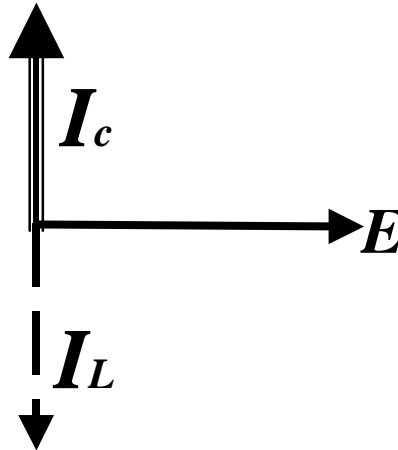


Figura 4 La corriente con respecto a la tensión.

Realizando el análisis de la corriente alterna sobre el efecto en elementos capacitivos e inductivos , se puede hacer lo siguiente:

En el circuito a continuación se observa, una fuente de tensión  $E$  que entrega una corriente  $I_c$  a una carga netamente capacitiva  $X_c$  (Reactancia Capacitiva).

La potencia capacitiva ( $P_c$ ) esta dada por el producto entre la tensión  $E$  y la corriente  $I_c$  o entre el producto del cuadrado de la corriente  $I_c$  y Reactancia Capacitiva  $X_c$ .

Esta potencia es REACTIVA y en ADELANTO.

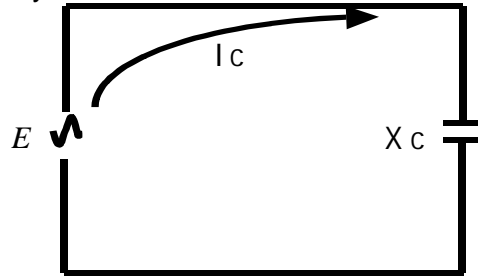


Figura 5 Circuito Capacitivo

$$X_c = \frac{1}{2 * \pi * f * c}$$

$$X_c = \frac{1}{w * c}$$

- X<sub>c</sub>:** Reactancia Capacitiva, en ohmios.
- f:** Frecuencia aplicada, en Hertz
- c:** Capacitancia, en faradios
- I<sub>c</sub>:** Corriente Capacitiva, en Amperios.
- w:** Velocidad angular.

Las dos formulas anteriores son la misma.

La potencia en el condensador, queda expresada como:

$$P_c = E * I_c$$

$$P_C = I_C^2 * X_C$$

Realizando el mismo análisis para una inductancia

En el circuito a continuación se observa, una fuente de tensión  $E$  que entrega una corriente  $I_L$  a una carga netamente inductiva  $X_L$  (Reactancia Inductiva).

LA potencia inductiva ( $P_L$ ) esta dada por el producto entre la tensión  $E$  y la corriente  $I_L$  o entre el producto del cuadrado de la corriente  $I_L$  y Reactancia Inductiva  $X_L$ .

Esta potencia es REACTIVA y en ATRAZO.

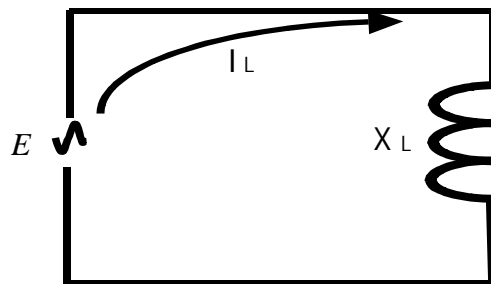


Figura 6 Circuito Inductivo

$$X_L = 2 * \Pi * f * L$$

$$X_L = \omega * L$$

- $X_L$ :** Reactancia Inductiva, en ohmios.
- $f$ :** Frecuencia aplicada, en Hertz
- $L$ :** Inductancia, en Henrios
- $I_L$ :** Corriente Inductiva, en Amperios.
- $\omega$ :** Velocidad angular.

Las dos formulas anteriores son la misma.

La potencia en la inductancia, queda expresada como:

$$P_L = E * I_L$$

$$P_L = I_L^2 * X_L$$

Todo sistema de generación y transmisión produce y consume reactivos, lo que se busca no es eliminarlos, ya que esto es imposible por su propia naturaleza, lo que se desea es controlarlos utilizando elementos que garanticen un equilibrio entre estos reactivos para que no desestabilicen el sistema y por lo tanto poder decir que el sistema genera o consume reactivos de manera adecuada y equilibrada.

## 9.2 PRODUCCIÓN Y ABSORCIÓN DE POTENCIA REACTIVA

Con el crecimiento de la industria y el uso de grandes motores, transformadores, el alejamiento de las fuentes de generación y consumo, se vio la necesidad de recurrir a fuentes de potencia reactiva diferente a la de los propios generadores.

La corriente reactiva tomada de la línea mas la corriente activa, sin una adecuada compensación, harían necesario la utilización de equipos demasiado grandes (Transformadores, generadores, líneas, etc.), de tal manera que la generación, transmisión y distribución serian demasiado costosa.

Debido a la reglamentación, a las exigencias de la calidad se pide un determinado nivel de tensión que sea constante en el punto de generación y en los puntos de consumo; que las perdidas sean las mínimas, mayor capacidad de transmisión. Por los anteriores motivos se hace necesario el uso de la compensación para mejorar la regulación del voltaje y compensación de la potencia reactiva. También se hace necesario la compensación cuando las líneas son demasiado largas y / o de altas tensión, ya que esto afecta los parámetros capacitivos de la línea.

Los principales beneficios que se consiguen con la compensación de la potencia reactiva son:

1. Reducir las perdidas del sistema.

2. Aumentar la capacidad de transmisión por las líneas.
3. Mejorar la estabilidad del sistema.
4. Mantener un nivel de tensión estable frente a las variaciones de carga o ante desconexiones no previstas de la misma.

Existen varios métodos que se utilizan para la generación y / o adsorción de la energía reactiva, continuación veremos algunos.

### 9.2.1 Generadores sincrónicos:

Los generadores sincrónicos, para que puedan trabajar, se deben de excitar; según esta excitación pueden generar o absorber energía reactiva. Si un generador es SOBREEXCITADO se convierte en un GENERADOR de energía reactiva. Lo contrario sucede cuando se SUBEXCITA, este ABSORVE energía reactiva.

Esta capacidad, de generar o absorber, se ve limitada por la corriente de campo, la corriente de armadura y la región de trabajo por los límites de temperatura de funcionamiento.

### 9.2.2 Líneas aéreas:

Dependiendo de la corriente de carga, pueden absorber o generar energía reactiva. Si la corriente es la de diseño o menor esta genera energía reactiva. Si la corriente sobrepasa la natural o la de diseño esta absorbe energía reactiva. Esto debido a las características de las líneas de transmisión.

### 9.2.3 Líneas subterráneas:

Debido a su alta capacitancia, se convierten en generadores de energía reactiva; bajo cualquier condición de operación.

### 9.2.4 Transformadores:

Adsorben energía reactiva. A poca carga, predomina los efectos de la reactancia de magnetización en paralelo; a plena carga predominan los efectos de la inductancia de dispersión en serie.

### 9.2.5 Las cargas:

Normalmente adsorben energía reactiva. Las cargas, típicamente, se encuentran compuesta de elementos que adsorben energía reactiva y activa lo cual hace que ocurra cambios en la transmisión de energía, generando problemas en la calidad de la misma.

### 9.2.6 Equipos de compensación:

Se diseñan con el fin de realizar un control sobre la energía reactiva, según sea el caso a tratar.

## 9.3 MÉTODOS DE CONTROL DE VOLTAJE

El control de la tensión o voltaje se logra en los sitios de producción, de adsorción y en el flujo de la energía reactiva en todo el sistema. Generalmente, en los sitios de producción, las maquinas generadoras se encuentran provistas de reguladores del campo de excitación, para mantener un nivel de tensión fijo en sus terminales. Adicionalmente, se utilizan medios de regulación o control, como son:

1. Fuentes de energía reactiva: Como son condensadores en derivación, reactores en derivación, condensador sincrónico y Compensador Voltio - Amperio Reactivo Estático (Static Var Compensators – SVC's).
2. Compensador de reactancia de línea (Linear Reactance Compensators – LRC): Como son los condensadores en serie.
3. Regulación en transformadores: Se realiza con los Cambia Tap's (Cambiadores de posición de tap) o elevadores de tensión (Booster).

Los condensadores en serie y en derivación, junto con los reactores en derivación se catalogan como **Elementos Pasivos de Compensación**; ya que para su funcionamiento deben de estar constantemente conectados a los sistemas de transmisión o distribución de energía, lo cual se realiza por medio de seccionadores o interruptores. Su contribución al control o regulación de tensión se ve modificada por las características de la red en que se localicen.

Los condensadores sincrónicos y los SVC's se catalogan como **Elementos Activos de Compensación**; ya que estos pueden generar o absorber energía reactiva automáticamente, según el ajuste de los límites de tensión a que se gradúan.

### 9.3.1 REACTORES EN DERIVACIÓN

Estos Equipos se utilizan para la compensación a realizar por los efectos capacitivos que posee las líneas de transmisión, particularmente cuando se abre una línea esta puede sobrepasar los límites de tensión o cuando hay pequeñas cargas.

Se utilizan por lo general en líneas aéreas de alta tensión ó cuando son líneas cortas que en un extremo tienen un sistema de Fuente Débil (Weak Source). Cuando esta línea se abre, la capacitancia de esta hace que fluya una corriente a lo largo de su reactancia inductiva ( $X_S$ ) causando un elevamiento en la tensión ( $E_S$ ) en su extremo. El efecto Ferrante causa un elevamiento en tensión en el nodo receptor ( $E_R$ ).

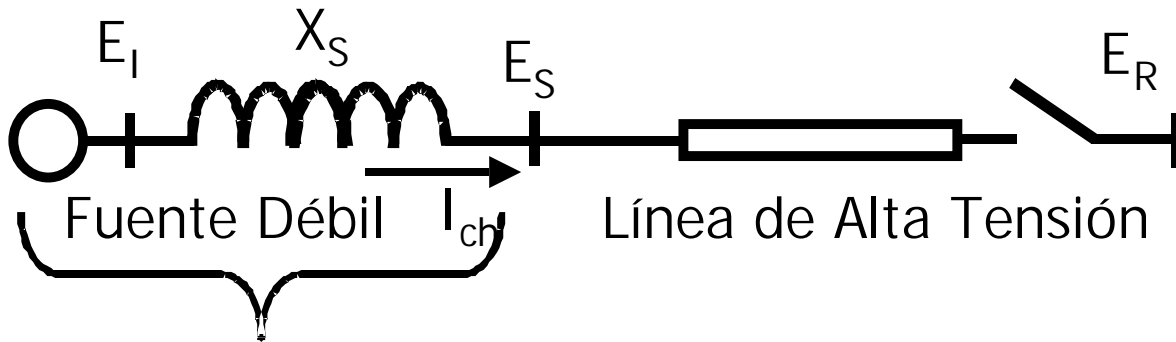


Diagrama del sistema

Figura 7

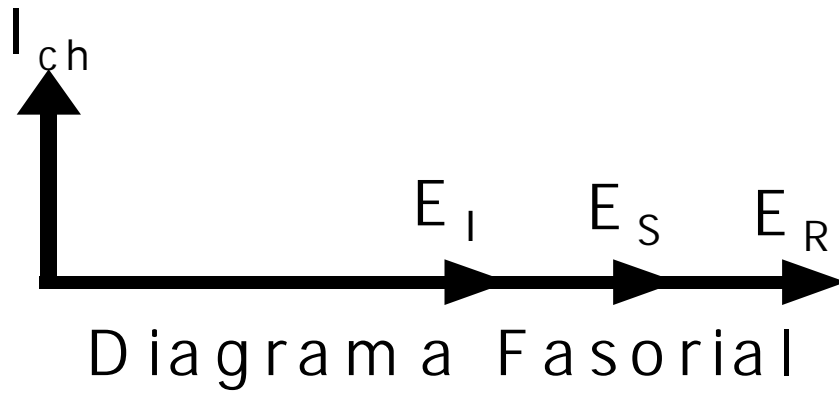


Figura 8

El reactor en derivación puede estar conectado permanentemente a la línea, limitado por la frecuencia, soportando sobretensiones del orden del 1.5 p.u. de la tensión asignada durante un máximo de un (1) segundo. Los reactores conectados a las líneas que se energizaran ayudan a evitar las oscilaciones momentáneas de sobretensión que se generan al cerrar los interruptores.

Estos se equipos se pueden conectar de la siguiente manera:

1. Conectados permanentemente a la línea.
2. Conectados al barraje de la subestación por medio de interruptores.

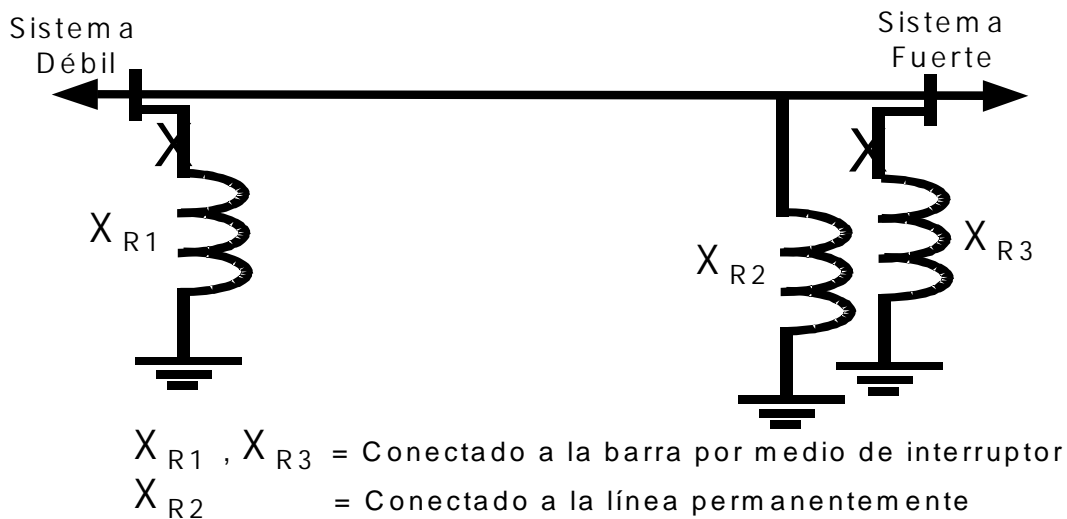
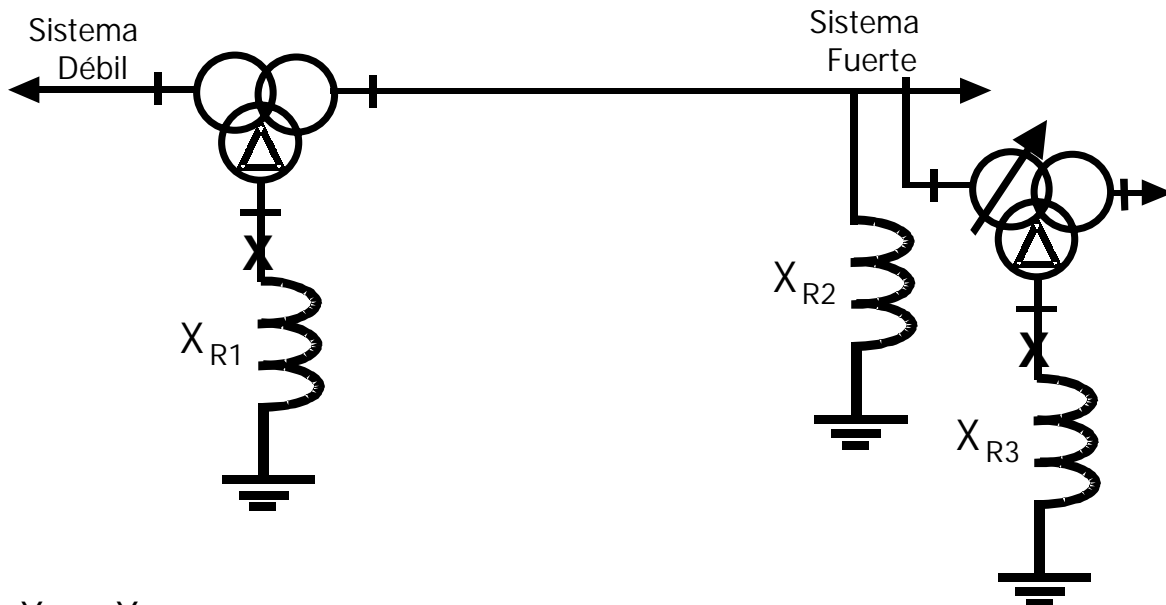


Figura 9 Reactores Conectados a la Línea o la Barra



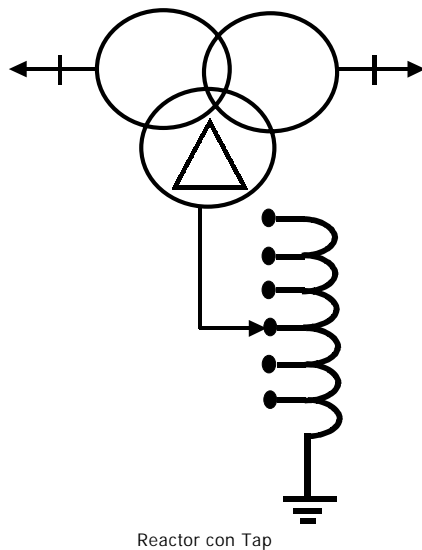
3. Conectado al terciario de los transformadores por medio de interruptores.



$X_{R1}$  ,  $X_{R3}$  = Conectado al terciario del transformador por medio de interruptor.  
 $X_{R2}$  = Conectado a la línea permanentemente.

Figura 10 Reactores conectados al terciario del Transformador

4. Conectado al terciario de los transformadores, pero este reactor tiene cambiador de posiciones.



Reactor con Tap

Figura 11 Reactor con cambiador de posiciones

### 9.3.2 CONDENSADORES EN DERIVACIÓN

Los condensadores en derivación son fuente de energía reactiva. Son usados en cualquier parte del sistema según las necesidades a satisfacer y se aplican en una gama amplia según su tamaño.

Los primeros condensadores en derivación se utilizaron a mediados de 1910, y se usaron para corregir el factor de potencia. Al principio eran elementos muy costosos, pero con el avance de los materiales a usar y la tecnología se han vuelto favorables, flexibles en su instalación y mantenimiento. Se aplican en varios puntos del sistema, contribuyendo a la eficiencia en la transmisión y distribución de la energía. Su principal desventaja es que al energía reactiva entregada es proporcional al cuadrado de la tensión aplicada. Como consecuencia, la energía reactiva se reduce a tensiones bajas, cuando se necesita su mayoría.

#### 9.3.2.1 APLICACIONES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Se utilizan para la corrección del factor de potencia y el control de alimentación de voltaje. Los condensadores para los sistemas de distribución son por lo general suichables; es decir, utilizan interruptores para su entrada en funcionamiento, lo cual hacen por medios automáticamente. En la siguiente tabla se observa algunos casos típicos de factor de potencia y la dependencia de la tensión.

TIPO DE CARGA	FACTOR DE POTENCIA (EN ATRAZO)	DEPENDENCIA DEL VOLTAJE	
		P	Q
Motor industrial grande	0.89	$\sqrt{0.05}$	$\sqrt{0.5}$
Motor industrial pequeño	0.83	$\sqrt{0.1}$	$\sqrt{0.6}$
Refrigerador	0.84	$\sqrt{0.8}$	$\sqrt{2.5}$
Bomba	0.81 / 0.84	$\sqrt{0.2}$	$\sqrt{2.5}$
Lavaplatos	0.99	$\sqrt{1.8}$	$\sqrt{3.5}$
Lavadora	0.65	$\sqrt{0.08}$	$\sqrt{1.6}$
Secadora	0.99	$\sqrt{2.0}$	$\sqrt{3.3}$

Tv a Color	0.77	$\sqrt{2.0}$	$\sqrt{5.0}$
Iluminación Fluorescente	0.90	$\sqrt{1.0}$	$\sqrt{3.0}$
Iluminación Incandescente	1.00	$\sqrt{1.55}$	-

Se utilizan bancos de condensadores. En la industria se aplica en tres niveles:

1. A toda la planta industrial.
2. A grupos de motores.
3. A motores individuales.

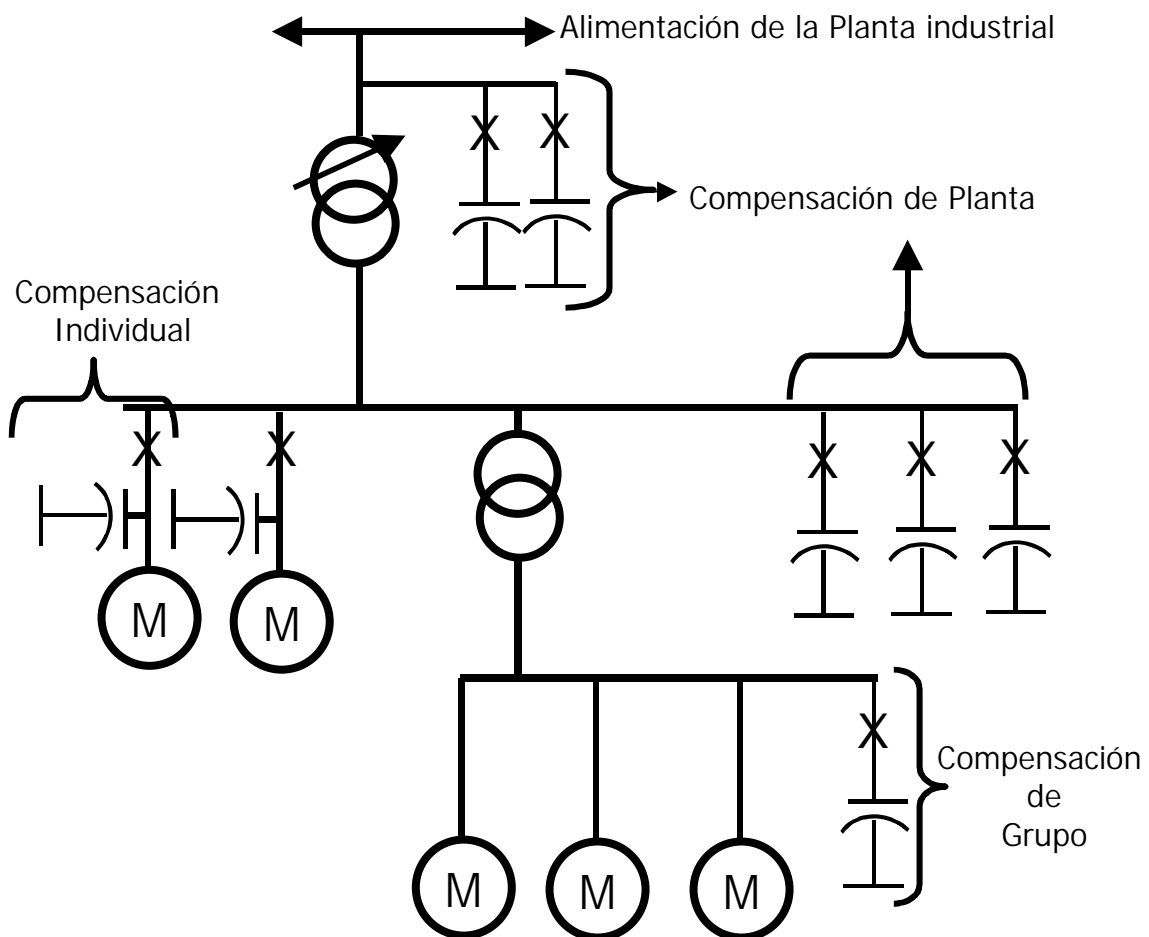


Figura 12 Aplicación de los condensadores en la Industria

### 9.3.2.2 APLICACIONES EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN

En los sistemas de transmisión se utilizan los condensadores en derivación para la compensación ya que las pérdidas están relacionadas con el factor  $XI^2$  y poder ofrecer niveles de tensión óptimos durante severas condiciones de carga.

Los bancos de condensadores se conectan directamente al barraje de la subestación o al terciario de un transformador.

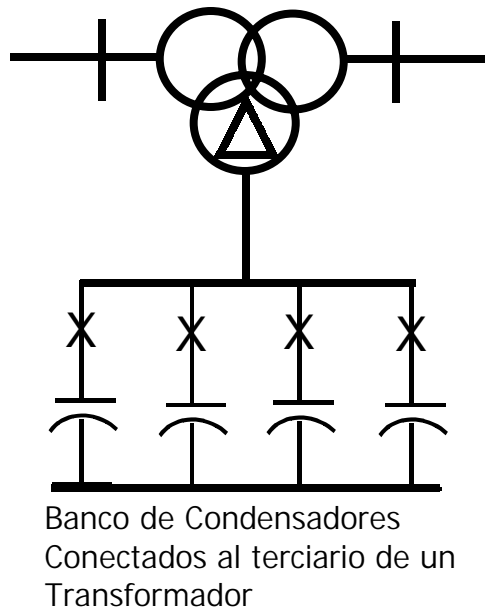


Figura 13 Condensadores en los sistemas de Transmisión

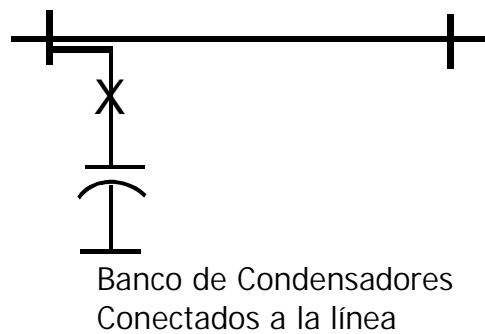


Figura 14 Condensadores Conectados a las líneas de transmisión

### 9.3.3 CONDENSADORES EN SERIE

Se conectan en serie para realizar la compensación de la reactancia inductiva de la línea. Estos elementos reducen la reactancia de transferencia entre las subestaciones conectadas, incrementa la energía transmitir y reduce las pérdidas por efectos de la energía reactiva ( $XI^2$ ). Los condensadores en serie no se instalan para el control de la tensión como tal, sino para mejorar y realizar un balance entre energía activa y reactiva a transmitir.

#### 9.3.3.1 APLICACIONES EN DISTRIBUCIÓN

Se empezaron a aplicar para la regulación de tensión en la distribución y a nivel industrial a mediados de 1.930. Los equipos de soldadura y los hornos de arco son cargas típicas que poseen un factor de potencia deficiente y una carga no constante.

Los condensadores en serie no solamente sostienen el voltaje en un nivel determinado sino que responden a cambios de la corriente en la carga. Reducen la impedancia entre la fuente de alimentación y la carga variante, son efectivos en la solución de problemas del parpadeo en iluminación.

La aplicación de estos equipos en los campos de la distribución y la industria trae consigo algunos problemas, que son para tener presente:

1. La auto excitación de grandes inducciones y motores sincrónicos durante el encendido. El motor puede operar en unas fracciones de su velocidad sincrónica (Subsincrónismo) y entrar en condiciones de resonancia. Una solución a este problema consiste en conectar durante el encendido una resistencia en paralelo con el condensador en serie.
2. La variación de los motores sincrónicos (Algunos casos de motores de inducción) ante una pequeña carga, debido a la alta relación de  $R / X$  del alimentador.
3. Efectos de ferresonancia entre el transformador y los condensadores en serie resultado de los armónicos que resultan de los sobrevoltajes. Resulta cuando un transformador energiza una pequeña carga o sale de repentinamente.

#### 9.3.3.2 APLICACIONES EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN

Los condensadores en serie permiten la transmisión de energía en forma económica, cuando se trata de líneas largas de transmisión. Se utilizan primordialmente para estabilizar el sistema de transmisión y la división de la carga cuando se utilizan líneas paralelas.

Con este método, no se puede hablar de una compensación completa. Para obtener un 100 % de compensación se debe de tener una línea con una de cero, la corriente y el flujo de potencia sean extremadamente sensibles a los cambios de ángulo de tensión en los extremos. Unos altos niveles en compensación incrementan la complejidad en los sistemas de protecciones y la probabilidad de que aparezca la resonancia subsincrónica. Un nivel practico para compensación serie es del 80 %. Dichos bancos se instalan en plataformas aisladas con respecto a tierra.

Algunas consideraciones a tener presente en la instalación de bancos de condensadores en serie son:

1. Elevación del voltaje debido a la corriente reactiva: La elevación del voltaje en uno de los extremos de los condensadores puede ser excesivo cuando circula corriente reactiva, esto ocurre cuando se presenta los balances o transferencias de potencia. Esto no se puede admitir ya que puede dañar los condensadores, por tal motivo se realiza los diseños del sistema para límites de tensión aceptables.
2. Bypass y reenergización: Cuando se realiza el diseño de estos equipos se debe de tener presente que no se encuentran constantemente energizados y que ante fallas se pueda realizar un bypass y / o reenergizaciones luego de la falla. La velocidad de esta energización es un factor a tener en cuenta para mantener el sistema estable y no ocurra oscilaciones.

A continuación se ilustraran algunos esquemas de protección:

➤ **Esquema sencillo de gap:**

Es un sistema que utiliza un Gap (G) con un bypass para que el banco capacitivo no sufra de sobrevoltajes. El circuito de trampa (D) limita la corriente de descarga y absorbe la energía del banco. Cuando el gap detecta la corriente, el interruptor (S) se cierra, desviando la corriente que pasara pro el Gap. Luego el interruptor se abre para reinsertar el banco a la línea. Dicha operación toma un tiempo entre 200 y 400 milisegundos.

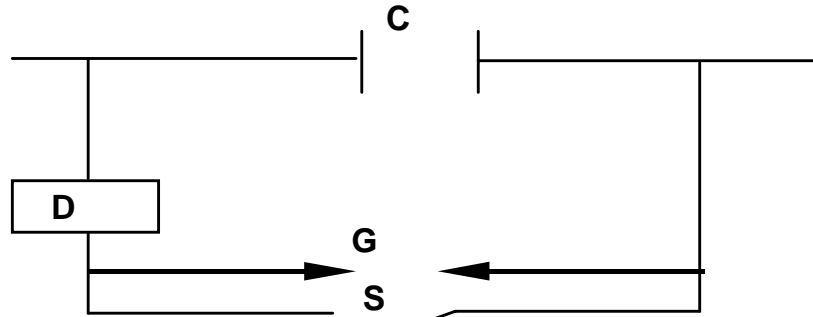


Figura 15 Banco de Condensadores con GAP

- C:** Banco capacitivo.
- D:** Circuito de trampa.
- G:** GAP.
- S:** Interruptor de bypass.

➤ **Circuito con doble Gap:**

Posee dos gap, los cuales se ajustan a diferentes niveles. El interruptor S1 es un respaldo para el interruptor S2.

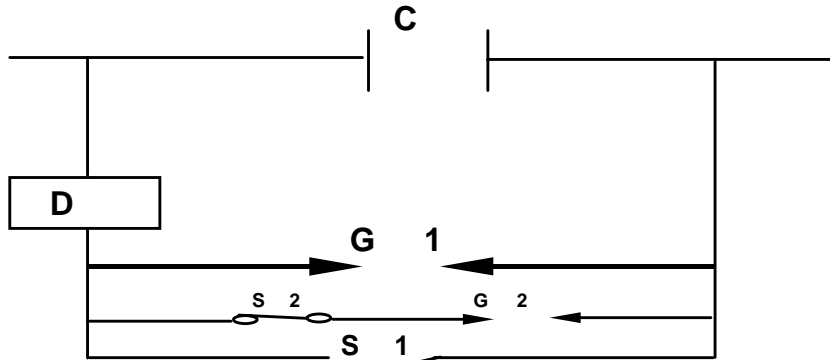


Figura 16 Banco de Condensadores con doble GAP

- C:** Banco capacitivo.
- D:** Circuito de trampa.
- G1:** GAP, para un limite alto.
- G2:** GAP, para un limite bajo.
- S1:** Interruptor de bypass.
- S2:** Interruptor de reinserción. Respaldo

➤ Circuito con resistencia de Oxido de zinc.

Este circuito limita los voltajes que pueden causar daños al banco de condensadores. La resistencia no lineal de oxido de Zin absorbe la energía del banco.

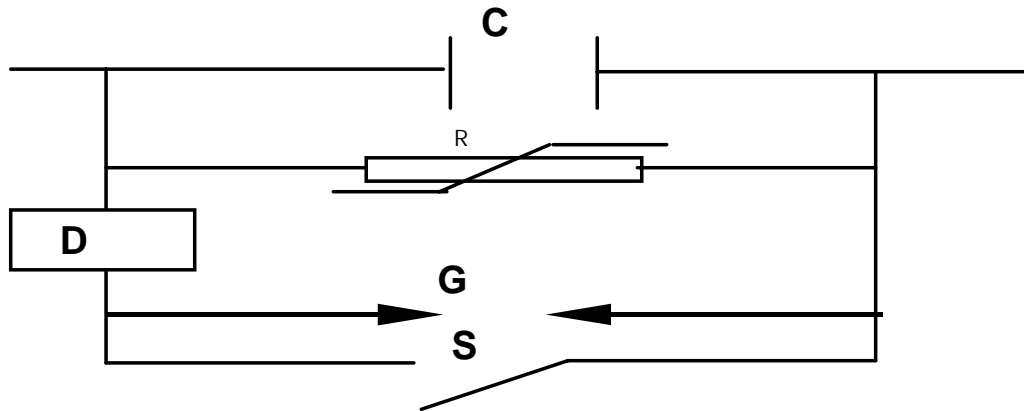


Figura 17 Banco de Condensadores con GAP y Resistencia no lineal

- C:** Banco capacitivo.
- R:** Resistencia no lineal.
- D:** Circuito de trampa.
- G:** GAP.
- S:** Interruptor de bypass.

3. Localización: Teóricamente se pueden instalar en cualquier punto de la línea; pero influyen factores como son costos, accesibilidad; nivel de falla, consideraciones de protección, perfil de voltaje, capacidad de transmisión, etc. Por lo general se considera lo siguiente:
  - En el medio de la línea.
  - Los extremos de la línea.
  - A 1/3 ó 1/4 de la línea

### 9.3.4 CONDENSADORES SINCRÓNICOS

Un condensador sincrónico es en pocas palabras un motor sincrónico, que al controlarle el campo de excitación puede convertirse en **CONSUMIDOR** o **GENERADOR** de energía reactiva. Al tener un regulador de tensión puede automáticamente ajustar la energía reactiva y tener la tensión constante en sus terminales.



Son utilizados desde 1.930 para controlar la energía reactiva a niveles de transmisión y subtransmisión. Se conectan al terciario de los transformadores. Se ubican en la categoría de **COMPENSADORES ACTIVOS EN PARALELO**. Contribuyen a la capacitancia de las pequeñas líneas.

Los compensadores sincrónicos presentan mejores ventajas ante los compensadores estáticos.

Las unidades térmicas, las turbinas, pueden ser operada como un condensador sincrónico en caso que se necesite.

### 9.4 SISTEMA ESTÁTICO DE VOLTIO AMPERIOS REACTIVOS (SVS)

Un compensador estático de voltio amperios reactivos (SVC) es un generador y/o consumidor estático conectado en paralelo que varía su salida según los parámetros eléctricos específicos del sistema. El término **ESTÁTICO** es usado para indicar que es un **SVC`s** (Static Var Control), al contrario de los compensadores sincrónicos, estos no tienen componentes rotatorias o con movimiento. Un SVC consiste en un generador estático de voltio amperio reactivos (SVG) o un elemento que absorbe según sea el caso.

Un sistema estático de voltio amperios reactivos (SVS) es una parte del SVC`s, que contiene capacitores energizados mecánicamente (MSC`s) y / o reactores (MSR`s)

#### 9.4.1 TIPOS DE SVC

Los siguientes son elementos o parte de los sistemas de control de energía reactiva por medio del SVC:

1. Reactor Saturado (Saturated Reactor - **SR**).
2. Reactor controlado por tiristores (Thyristor Controlled Reactor - **TCR**).

3. Condensador energizado por tiristores (Thyristor Switched Capacitor – **TSC**).
4. Reactor energizado por tiristores (Thyristor Switched Reactor – **TSR**).
5. Transformador controlado por tiristores (Thyristor Controlled Transformer – **TCT**).
6. Convertidor conmutable automático o de línea (Self or Line Conmutated Converter **SCC / LCC**).

Las configuraciones de un SVS son diferentes, según el número de componentes que contenga; pero tienen al menos uno de los tipos anteriores de SVC en conjunto con un banco de condensadores fijos (Fixed Capacitor Bank – FCB)..

Los SVS (Static Var System) son capaces de controlar la tensión por fase de la barra a la que se encuentra conectado. Esto se realiza por medio de un control de secuencia negativa o secuencia positiva según la desviación del voltaje.

### 9.4.2 FUNCIONAMIENTO DE UN SVS A FRECUENCIA FUNDAMENTAL

#### 9.4.2.1 Característica Ideal De Un SVS

Desde el punto de vista de operación del sistema de potencia, un SVS es un condensador en derivación con un reactor en derivación, los cuales son ajustables según el control a realizar de voltaje o potencia reactiva

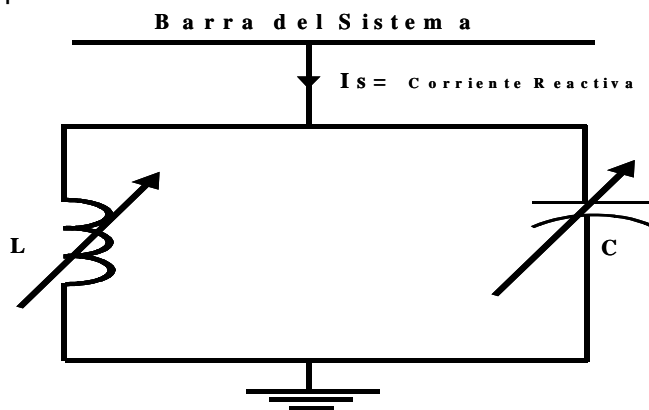


Figura 18 SVS Ideal

Idealmente, el SVS se encuentra a un voltaje constante, posee la capacidad de generar o absorber reactivos de manera inmediata. El funcionamiento del SVS se puede visualizar en la gráfica V vs I.

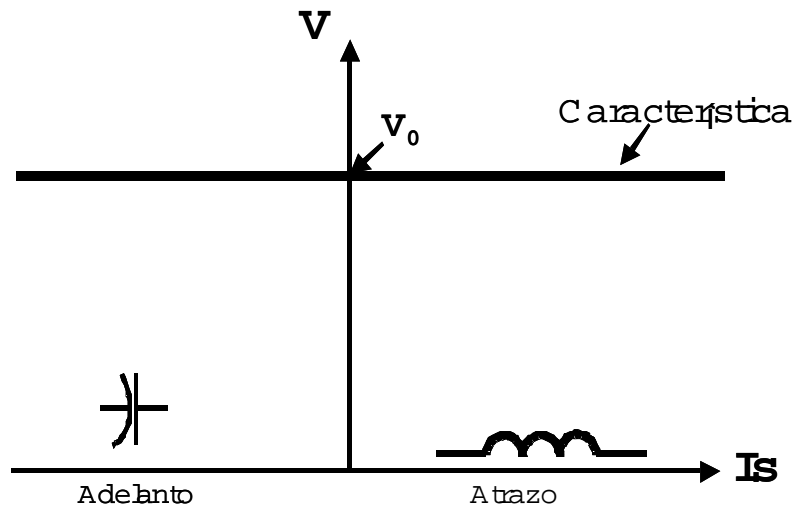


Figura 19 V vs I, Característica ideal de un compensador

#### 9.4.2.2 Característica Real De Un SVS

El SVS se encuentra compuesto de un reactor variable y un banco de condensadores fijos (FCB). La característica resultante es suficiente para la respuesta del SVS.

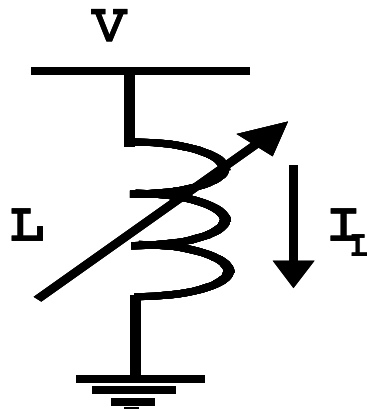


Figura 20 Reactor Variable

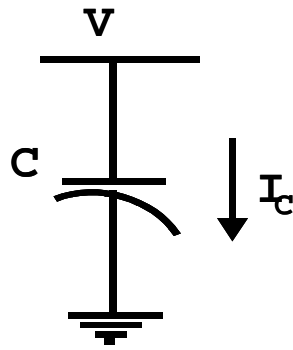


Figura 21 Banco de condensadores Fijo (FCB)

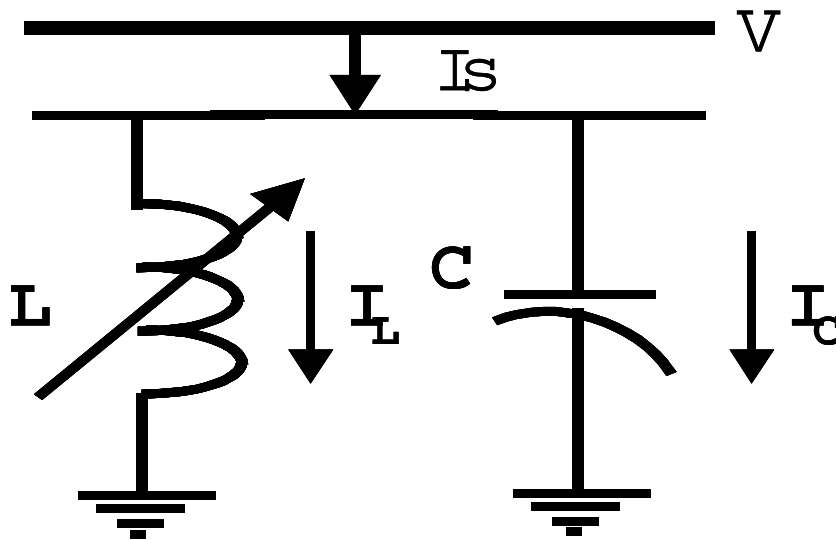


Figura 22 SVS Real

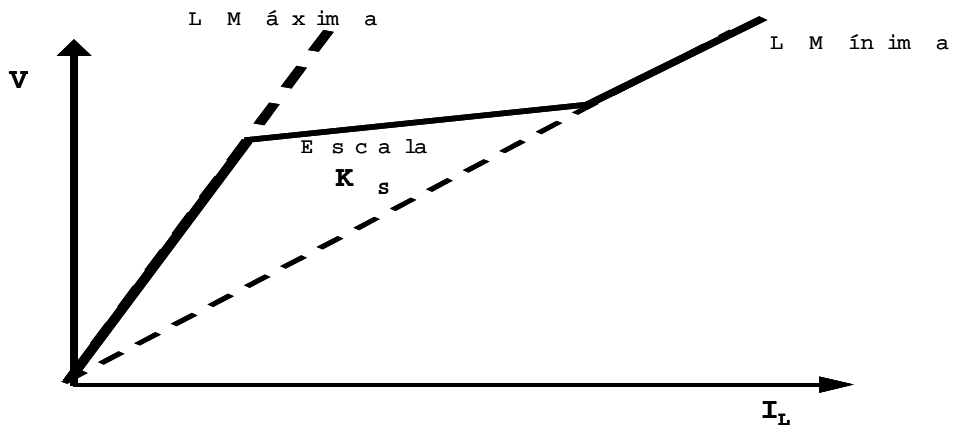


Figura 23 Componente Característica del Reactor Variable

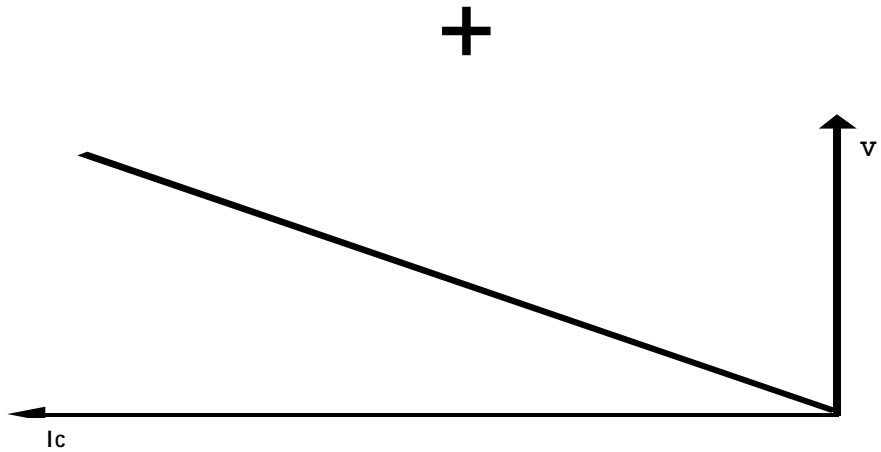


Figura 24 Componente Característica del Banco de condensadores Fijo (FCB)

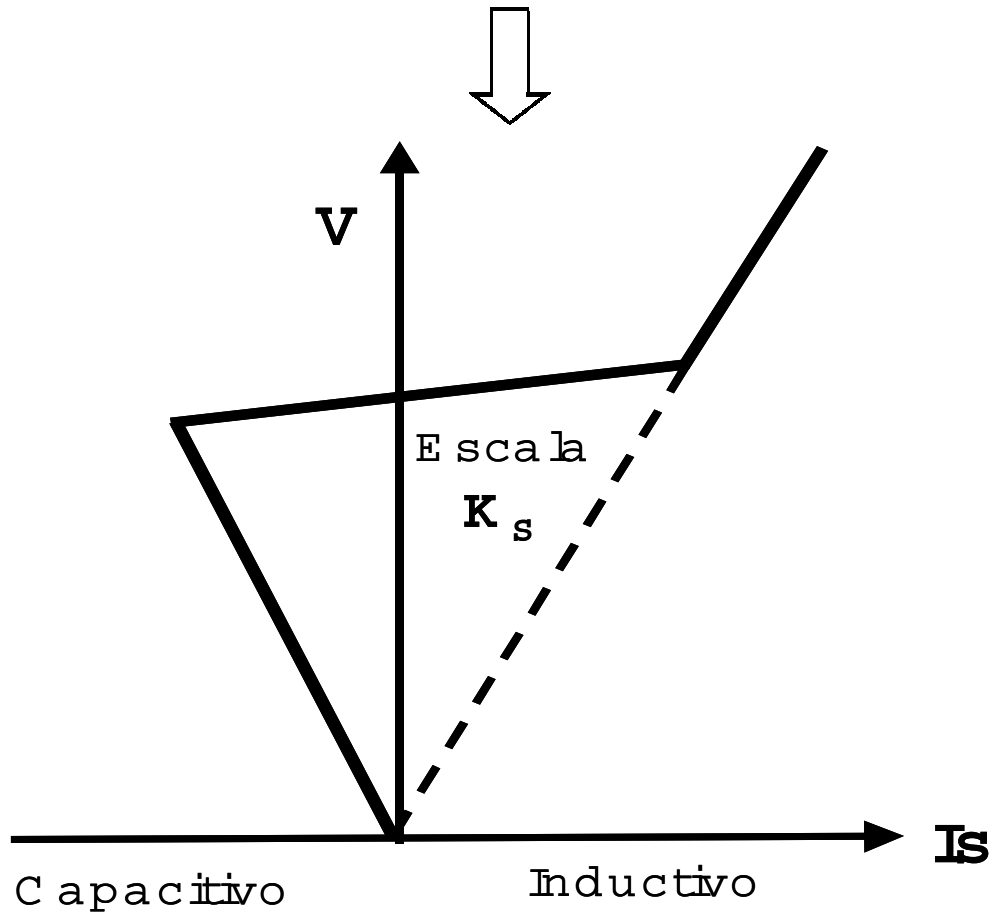


Figura 25 Característica Real de un SVS

Como se observa, la característica del reactor variable va de un mínimo a un máximo y la del banco de condensadores es fija. Al realizar esta suma se puede ver que según la predominante el sistema puede **GENERAR** (Característica Capacitiva) o **ABSORBER** (Característica Inductiva) según las necesidades del sistema. El control se realiza sobre los reactores.

### 9.4.2.3 Característica del Sistema de Potencia

Para realizar el análisis del funcionamiento del SVS dentro del sistema de potencia se debe de realizar un equivalente de Thevenin. La característica V vs. I del sistema se determina de un circuito equivalente de Thevenin, visto desde donde se realizara el control.

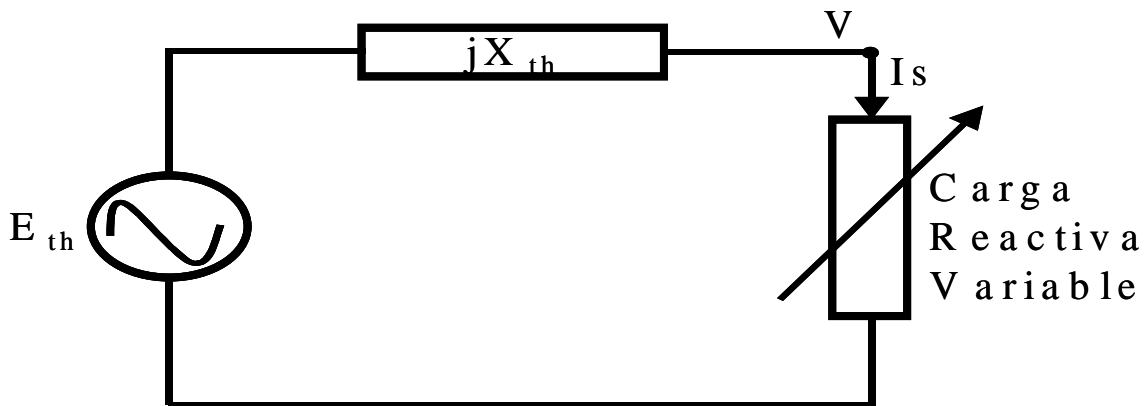


Figura 26 Circuito Equivalente de Thevenin del Sistema

Como se observa, la impedancia de Thevenin predominante es una reactancia inductiva.

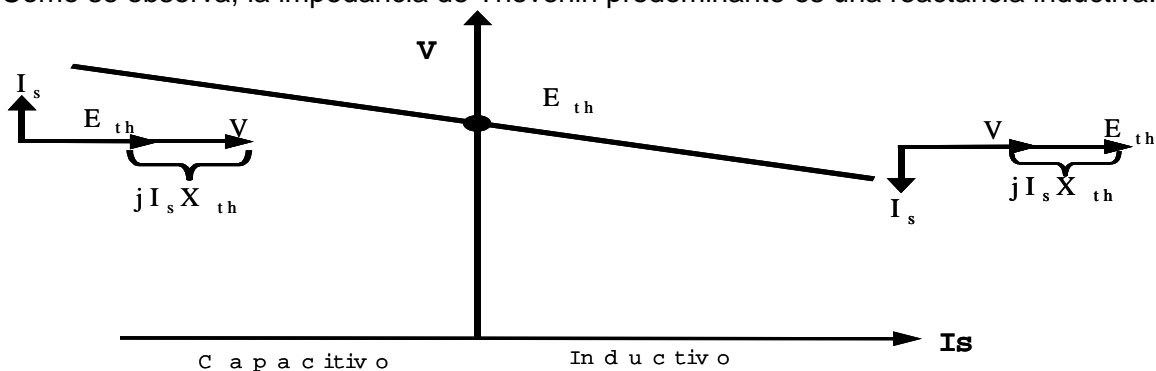


Figura 27 Característica V vs. Corriente reactiva

En la característica correspondiente de  $V$  vs. Corriente Reactiva, se observa que  $V$  incrementa linealmente con la corriente capacitiva de carga y decrece linealmente con la corriente inductiva de carga.

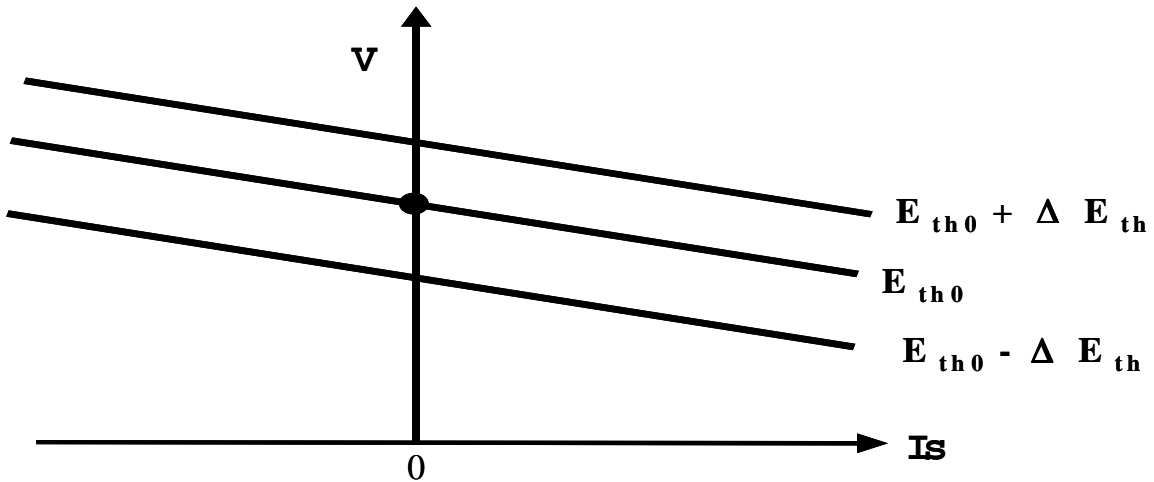


Figura Característica afectada por los cambios de la fuente de tensión Thevenin.

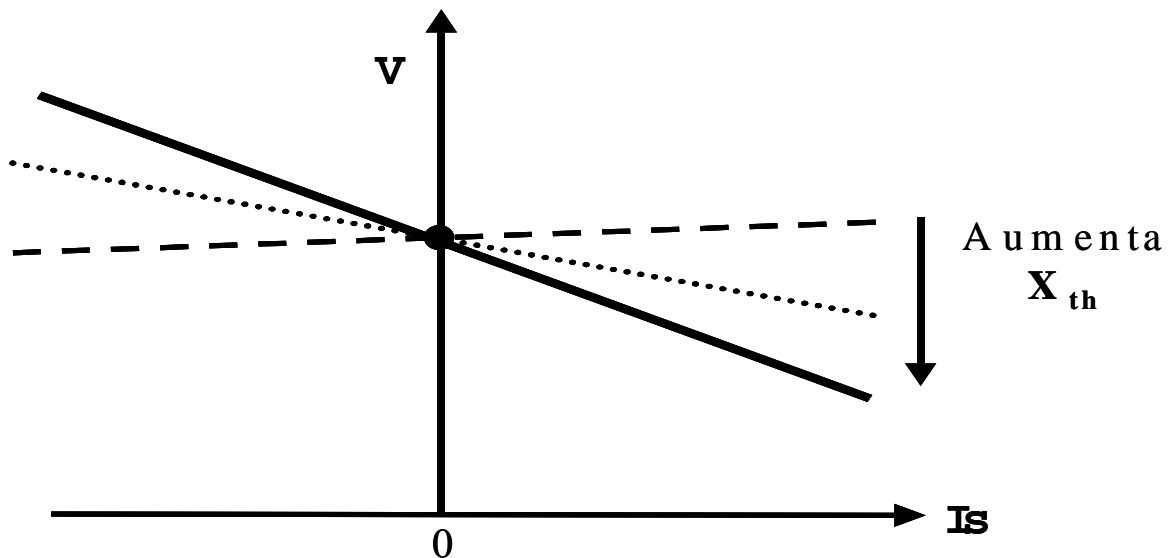


Figura 28 Característica del sistema equivalente de reactancia respectivamente.

Las características del sistema se pueden expresar como:

$$V = E_{th} - X_{th}I_s$$

La característica del SVS, dentro del rango definido por la escala de la reactancia  $X_{SL}$ , esta dado por:

$$V = V_0 + X_{SL} I_s$$

Para voltajes fuera del limite, la variación de  $V$  vs.  $I_s$  es igual a los escalones de los dos extremos de los segmentos. Se encuentra determinado por la variación del inductor y capacitor; como se observo en la figura 27.

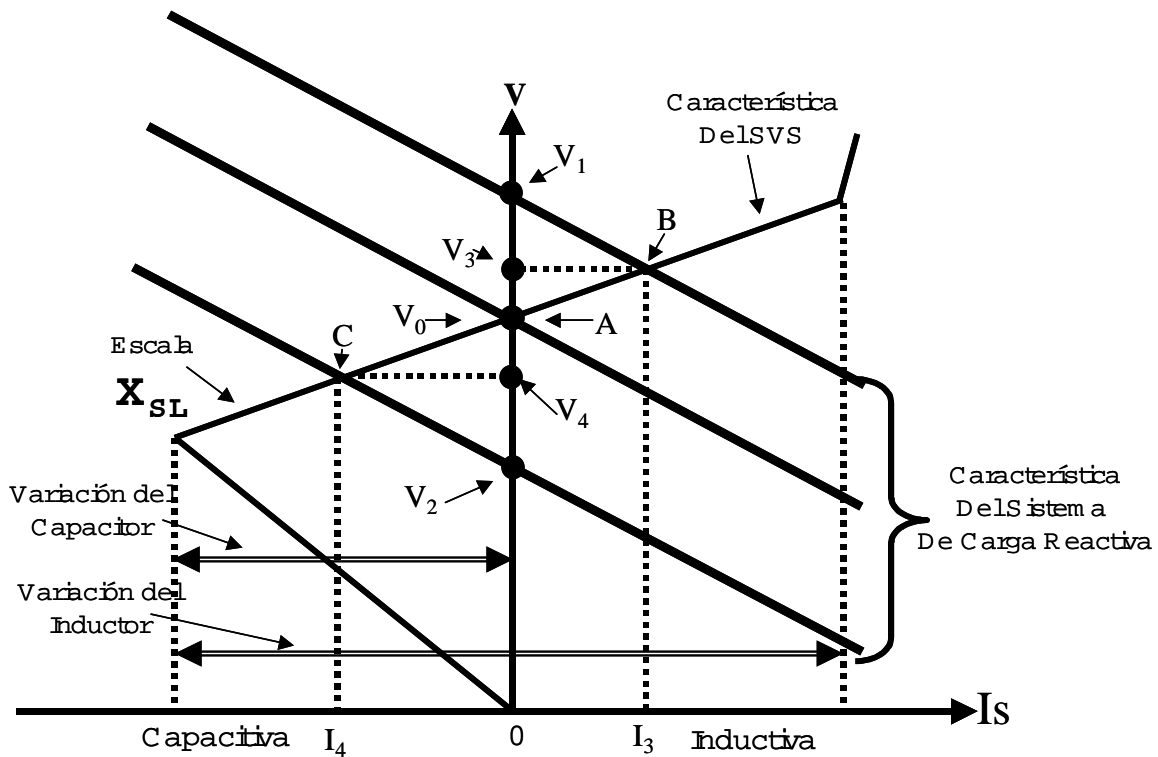


Figura 29 Solución Gráfica de la operación del SVS dentro de las condiciones del sistema

Las características del sistema de la figura 29, corresponden a tres (3) valores de la fuente de voltaje. La característica media corresponde a un sistema en condiciones nominales y se asume la intersección del SVS como  $V = V_0$  e  $I_s = 0$ .



Si el sistema incrementa el voltaje en  $\Delta E_{th}$  (Por ejemplo, cuando el nivel de la carga del sistema decrece),  $V$  crecerá hasta  $V_1$  sin el SVS. Con el SVS, este lo llevara hasta el punto de operación B, debido a la adsorción de la corriente inductiva  $I_3$ , llevando el voltaje al punto  $V_3$ . De forma similar, si la fuente de voltaje decrece (Por ejemplo, cuando el nivel de la carga del sistema se incrementa), el SVS sostiene la tensión en  $V_4$ , en lugar de llevarla a  $V_2$  sin el SVS. Si la escala  $K_S$  de la característica del SVS fuera cero, el voltaje se hubiera sostenido en  $V_0$  para los dos casos anteriores.

#### 9.4.2.4 Efecto De Utilizar Condensadores

El uso de banco de condensadores puede extender el rango de control continuo del SVS. En la figura 30, se ilustra el uso de un reactor variable, tres bancos de condensadores fijos, uno de ellos con serie con un reactor; el cual hace la función de filtro para los armónicos. Los dos bancos de condensadores son energizados, esto se por medio de tiristores o medio mecánico. El control de estos se hace por señales de voltaje.

EL SVS no es una fuente de voltaje como lo es el condensador sincrónico. En cambio, puede alterar el voltaje en los puntos de conexión variando la corriente reactiva del sistema.

En general, los elementos de un SVS operan bajo el principio **SUSCEPTANCIA AJUSTABLE**. Dicha susceptancia se aplica a los reactores o condensadores.

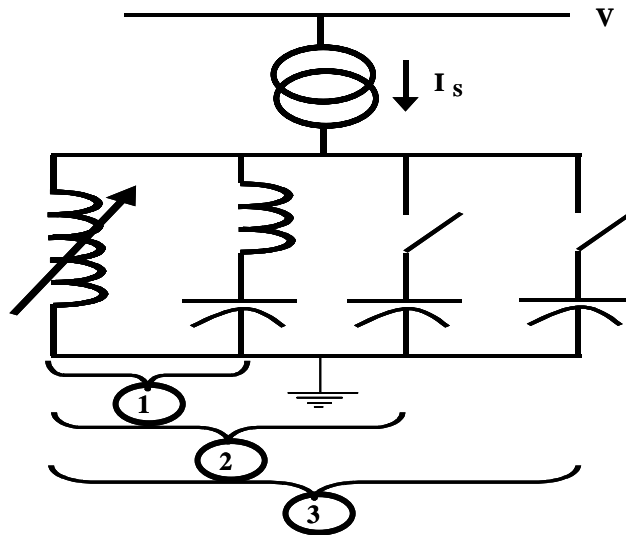


Figura 30 Condensadores Energizados.

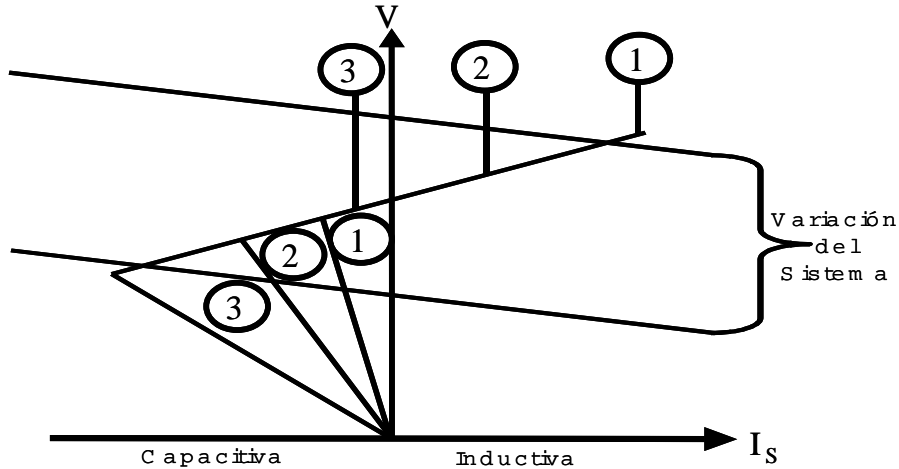


Figura 31 Característica de los condensadores energizados.

### 9.4.3 COMPENSADOR DE REACTOR SATURADO (SR)

Este compensador fue el primero de los sistemas de compensación estático en ser desarrollado y aplicado con éxito en los sistemas de potencia.

Se compone de un reactor saturado y de un banco de condensadores fijos, con el fin de evitar los efectos de resonancia; aunque genera muy pocos armónicos. No posee control, ya que es auto controlado.

#### 9.4.3.1 Reactor Saturado

Es un reactor de núcleo múltiple con los devanados de fase dispuestos en forma tal que se anulan los principales armónicos que se generan.

Existen dos tipos de reactores saturados:

1. **Twin – Tripler:** Posee seis (6) núcleos y cancela los armónicos de la corriente de orden 3, 5, 7, 9, 15, 17, 19, etc. Los armónicos impares no cancelados son los característicos, o sea los de orden  $12K \pm 1$  ( $K= 1, 2, 3$ , etc.).
2. **Treble Tripler:** Posee mayor capacidad para eliminar armónicos (Generación total de armónicos  $<2\%$ ). Este tipo de reactor es el mas usado.

### 9.4.3.2 Eliminación de Armónicos

Como la conmutación magnética es rápida, los pulsos de la fuerza electromotriz inducidos son pronunciados y por tanto los armónicos característicos no compensados son bastante altos. Para disminuir dicha amplitud se realiza un alambrado en malla. Sin embargo, la efectividad de este alambrado no es la misma para todo el rango de operación del reactor, por lo que se utilizan reactores de carga enmallados para complementar el efecto de amortiguamiento.

### 9.4.3.3 Componentes del Compensador de Reactor Saturado

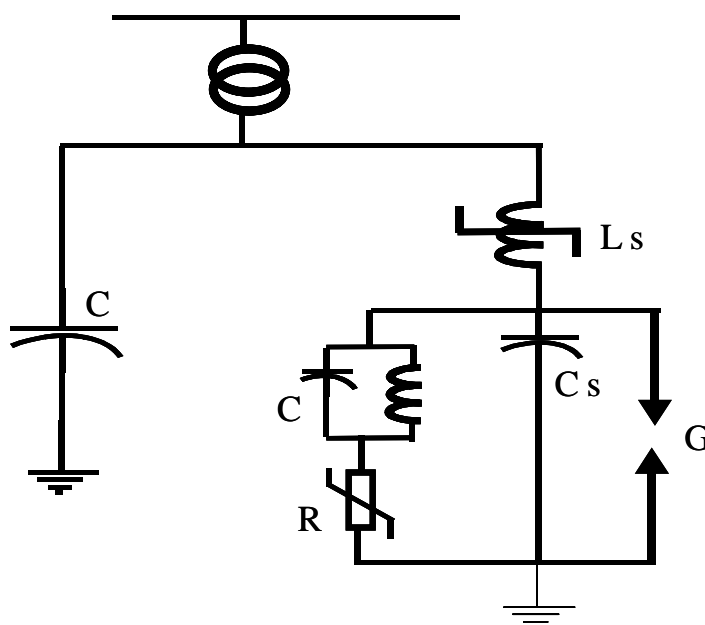


Figura 32 componentes del Reactor Saturado

Este compensador se compone de:

1. **Ls:** Reactor Saturado.
2. **Cs:** Condensador de corrección de Pendiente.
3. **R:** Resistencia no línea.
4. **G:** Gap.
5. **C:** Banco de condensadores fijos.

La pendiente inherente del reactor saturado se corrige colocando un condensador en serie (Cs) al cual se le colocan circuitos de amortiguamiento para evitar el riesgo de la resonancia subsincrónica. Este condensador cancela la reactancia del transformador de acoplamiento de forma tal que se obtenga una pendiente de hasta el 5% de la característica V vs. I del compensador.

El voltaje de referencia se define como el voltaje de saturación del reactor, pero puede variar dentro del rango de operación del cambiador de tomas del transformador de acoplamiento.

### 9.4.3.4 Características del compensador de Reactor Saturado.

1. Posee una respuesta rápida debido al alto número de núcleos saturados, pero esta respuesta se puede ver afectada por los circuitos de amortiguamiento que posee.
2. Posee una gran capacidad para soportar sobrecargas con respecto a la adsorción de potencia reactiva, por tal motivo es adecuado para controlar las sobretensiones temporales. La capacidad de adsorción se ve limitada por los condensadores de corrección de pendiente, los cuales se encuentran protegidos por resistencias no lineales o salta chispas.
3. Es poco flexible en cuanto a la modificación de sus características y por tanto no es fácil adaptarlo a las modificaciones del sistema.
4. Mantenimiento fácil.
5. Su confiabilidad se encuentra determinada por el transformador de potencia, los reactores y los condensadores.

### 9.4.4 REACTOR CONTROLADO POR TIRISTORES (TCR)

#### 9.4.4.1 Principio De Operación

Los elementos básicos de un TCR es un reactor en serie con un tiristor bidireccional, que hace la función de suiche o interruptor.

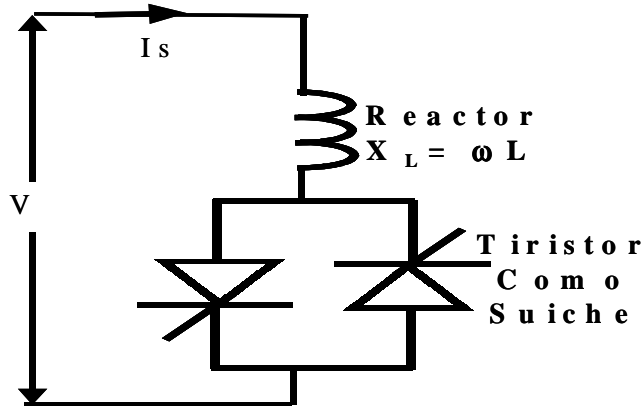


Figura 33 Elemento Básico de un TCR

Los tiristores conducen en los medios ciclos de la fuente de alimentación; dependiendo del ángulo  $\alpha$  para activarse, medido a partir del cruce por cero que hace el voltaje. La condición máxima se obtiene con un ángulo de  $90^\circ$ . La corriente es reactiva y de forma senoidal. Condiciones particulares de funcionamiento se obtienen con ángulos entre  $90^\circ$  y  $180^\circ$  (Figura 33). Con ángulos entre  $0^\circ$  y  $90^\circ$  se obtienen corrientes asimétricas y con una componente dc.

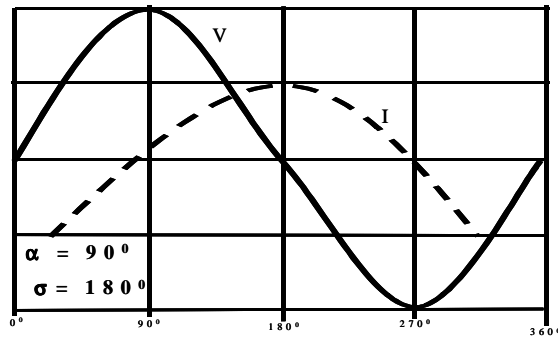


Figura 34 Condiciones Particulares de Operación

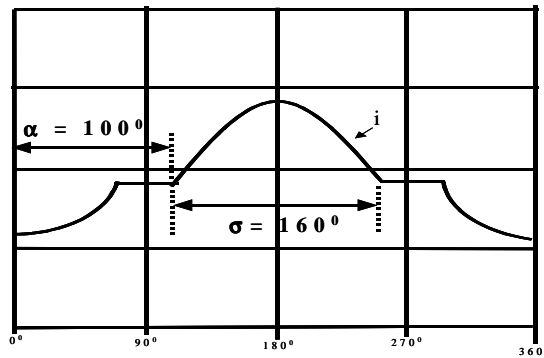


Figura 35

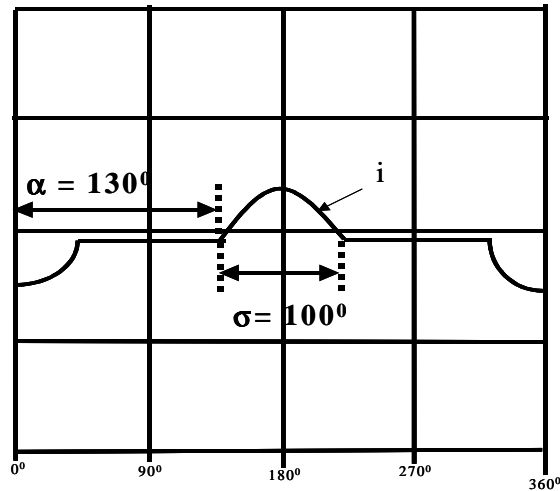


Figura 36

El ángulo  $\sigma$  puede conducir si se relaciona con  $\alpha$  por medio de

$$\alpha = 2 (\pi - \sigma)$$

La corriente instantánea  $i$  esta dada por:

$$i = \begin{cases} \frac{\sqrt{2} \cdot V}{R_L} \cdot (\cos \alpha - \cos \omega t) & \text{Para } \alpha < \omega t < \alpha + \sigma \\ 0 & \text{Para } \alpha + \sigma < \omega t < \alpha + \pi \end{cases}$$

Realizando análisis de Furrier, la forma de la onda de corriente esta dada por una componente fundamental

$$I_1 = \frac{V (\sigma - \text{Sen } \sigma)}{X_L \pi}$$

Donde  $I_1$  y  $V$  esta en valores RMS, y  $X_L$  es la reactancia del reactor a frecuencia fundamental (60 Hertz).

Cuando crece  $\alpha$  (Por ejemplo decrece  $\sigma$ ) hace que la componente fundamental de  $I_1$  se reduzca. Esto equivale a un crecimiento del efecto de la inductancia del reactor.

Como se ha observado, la componente fundamental de la corriente es la que le interesa al TCR para poder realizar el control de la susceptancia. La susceptancia efectiva es una función del ángulo  $\alpha$  que es el de funcionamiento

$$B(\alpha) = \frac{I_1}{V} = \frac{\sigma - \text{Sen}\sigma}{\pi X_L}$$
$$= \frac{2(\pi - \alpha) + \text{Sen } 2\alpha}{\pi X_L}$$

El valor máximo para que exista una susceptancia efectiva se da con la condición  $\alpha = 90^\circ$ ,  $\sigma = 180^\circ$ ; que es igual a  $1 / X_L$ . El valor mínimo es cero, que se obtiene con  $\alpha = 180^\circ$  ó  $\sigma = 0^\circ$ . Este control se conoce como **CONTROL DE FASE**.

Un TCR responde entre los 5 y 10 milisegundos.

#### 9.4.5 CONDENSADOR ENERGIZADO POR TIRISTORES (TSC)

Este sistema consiste en un condensador o banco de condensadores en serie con un tiristor bidireccional y en serie con una pequeña bobina.

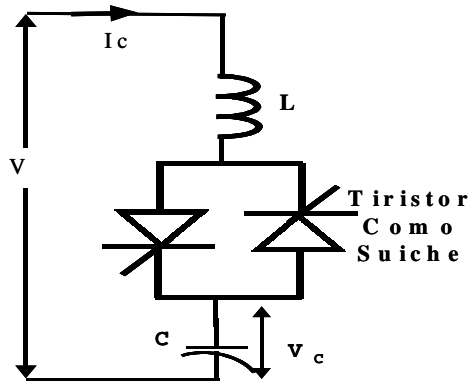


Figura 37 TSC monofásico

Para cada fase es como se ilustra en la figura 36. Para el sistema trifásico se realiza un arreglo en delta.

La función de la bobina L es la de limitar los transientes que se generan en la energización y previene que el equipo entre en resonancia con el sistema.

De igual manera que un TCR, el TSC es un controlador de susceptancia que se conoce como **CONTROL DE CICLO INTEGRADO**.

#### 9.4.6 CONDENSADOR ENERGIZADO MECANICAMENTE (MSC)

Consiste en cambiar los tiristores por interruptores, ya que estos pueden soportar sobretensiones. La respuesta esta en el orden de los 100 milisegundos.

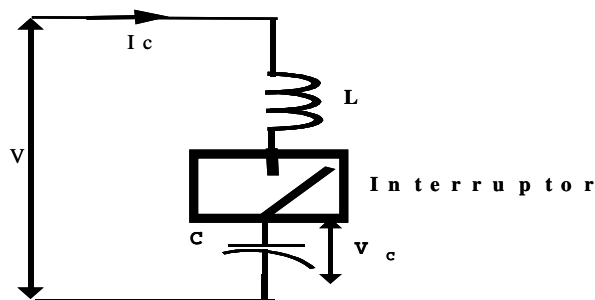


Figura 38 MSC Típico



### 9.4.7 EL SVS EN LA PRACTICA

En la practica, un SVS es el conjunto de elementos necesarios para realizar el control sobre la tensión y / o la potencia reactivas de un sistema. La configuración del SVS depende de los diferentes requerimientos del sistema, como son:

1. Tiempo de respuesta.
2. Tamaño de los elementos.
3. Flexibilidad.
4. Perdidas.
5. Costos.

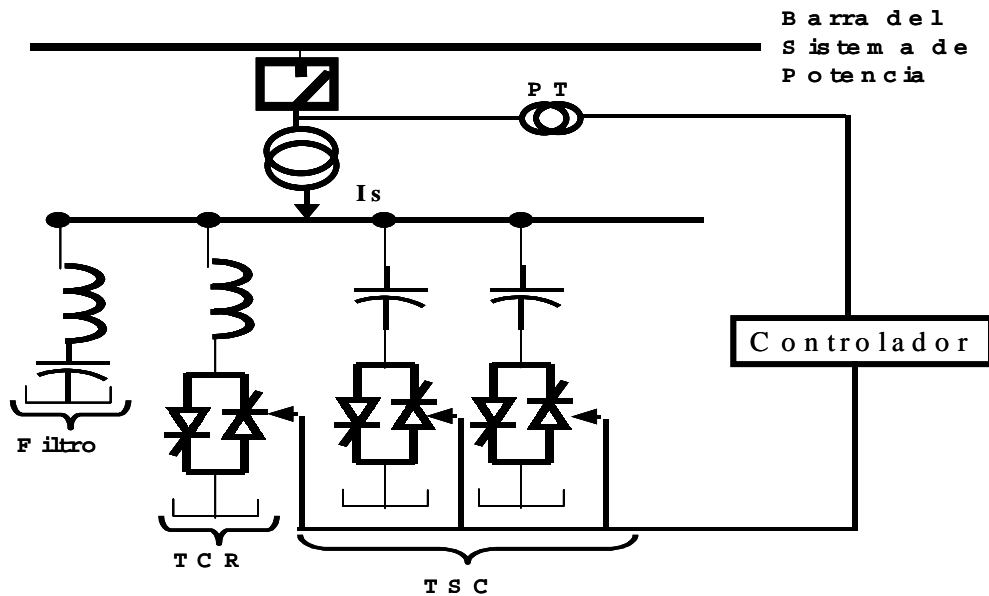


Figura 39 SVS Típico

En la figura 38, se observa un esquema típico de SVS; el cual esta conformado por:

1. Un Filtro: El cual elimina los armónicos generados por el TCR. Por lo general se diseña de un tamaño entre el 10% y 30% del TCR (En MVAR).
2. Una unidad de TCR: Conformado por tiristores bidireccionales y un reactor.

3. Dos unidades de TSC: Cada unidad conformada por tiristores bidireccionales y un banco de condensadores.

La característica del SVS Tensión vs. Corriente (Figura 39), tiene su correspondiente en la característica Tensión vs Potencia Reactiva (Figura 40). Como se observa, los limites se encuentran dados por la máxima susceptancia ( $B_{MXL}$ ) del reactor y la mínima susceptancia ( $B_C$ ) del condensador o banco de condensadores.

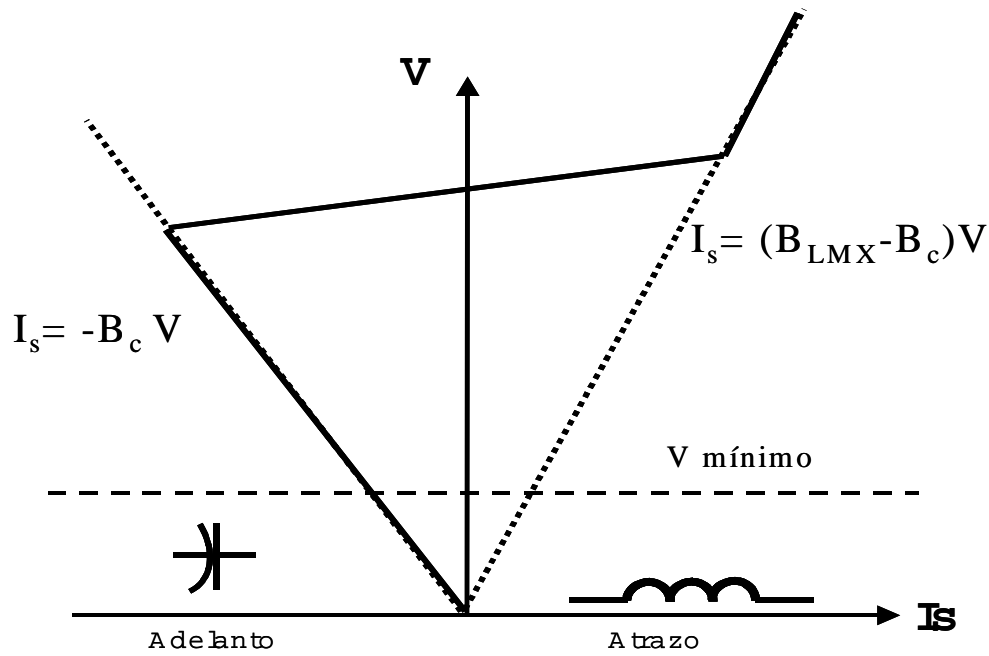


Figura 40. Característica V vs. I (V / I)

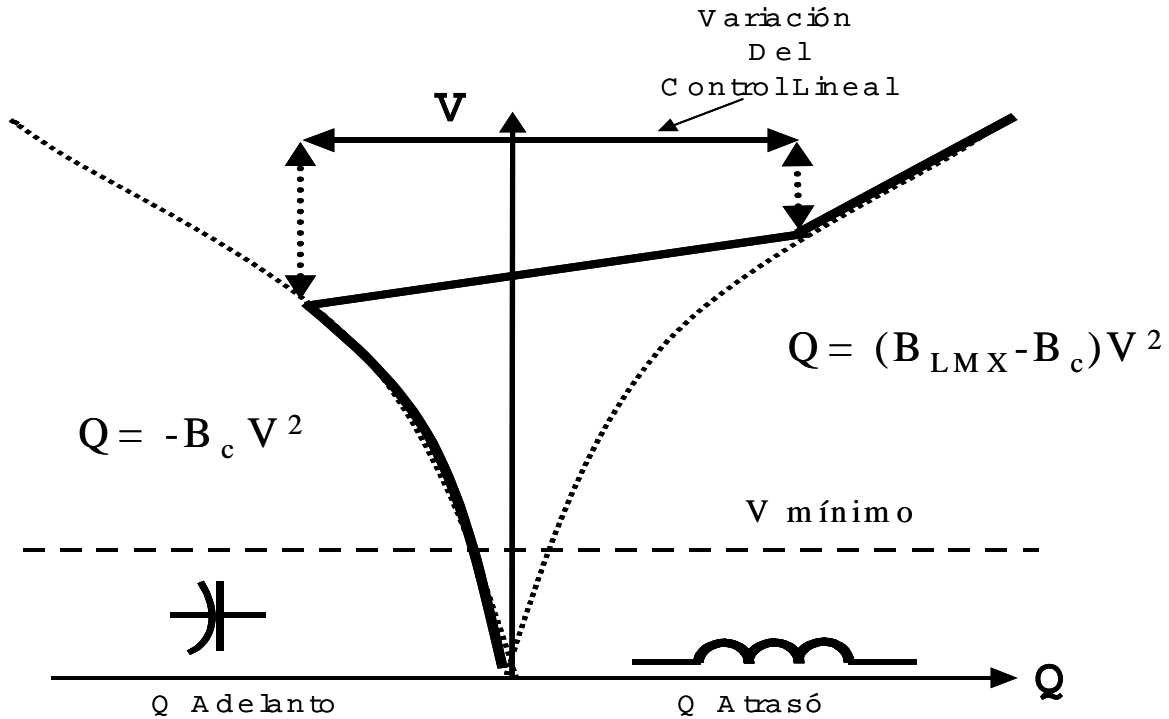


Figura 41. Característica V vs. Q (V / Q)

#### 9.4.8 APLICACIONES DEL SVS

Las primeras aplicaciones de los SVS datan de 1970, que se utilizó para incrementar la estabilidad en los sistemas de transmisión. Es un sistema rápido y confiable que realiza control sobre la tensión y la potencia reactiva. Podemos incluir entre las aplicaciones las siguientes:

1. Control temporal sobre las sobretensiones.
2. Previene los colapsos de tensión.
3. Mejora la estabilidad durante los transientes.
4. Mejora la estabilidad del sistema durante las oscilaciones.

## BIBLIOGRAFIA

**DORF RICHARD C.**

Circuitos Eléctricos, Introducción al Análisis y Diseño  
Alfa Omega  
1.992.

**SIEMENS**

Electrical Engineering Handbook  
Siemens  
1.981.

**RAMÍREZ, CARLOS FELIPE**

Mejia Villegas  
1.989

**CHAPMAN, STEPHEN J.**

Maquinas Eléctricas, Segunda Edición.  
McGraw – Hill  
1.993

**P. KUNDOR**

Power System Stability and Control  
McGraw – Hill  
1.993.

**ENRIQUEZ HARPER, GILBERTO**

Curso de Transformadores y Motores Trifásicos de Inducción  
Limusa  
1.994

**CUERVO ARRIAGADA, RICARDO**

Análisis de sistemas Eléctricos de Potencia  
Editorial Universidad de Antioquia.  
1.991

### **ASEA**

Compensación de Potencia Reactiva  
Folleto ASEA S – 721 83.  
Suecia 1.989.

### **BYERLY R. and OTHERS**

Static Reactive Compensation for Power Transmission Systems  
IEEE Power Engineering Society 1.982  
Paper 82 WM 179-0  
1.982.

### **CORREDOR A. PABLO HERNAN**

Sistemas de Potencia.  
Universidad Pontificia Bolivariana  
Ingeniería Eléctrica y Electrónica  
Serie Nabla – Delta, No 27, 1.992

### **KOSOW, IRVING L.**

Eléctricas y Transformadores, Segunda edición.  
Prentice – may.  
1.993