



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES ARAGÓN

**“EL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA Y SUS
SISTEMAS DE PROTECCIÓN INDUSTRIAL”**

TESIS

PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

ÁREA: INGENIERÍA ELÉCTRICA ELECTRÓNICA

PRESENTAN:

PEDRO ISRAEL LOPÉZ GARCÍA

Y

RAMIRO LUENGAS HERNÁNDEZ

ASESOR:

ING. FRANCISCO RAÚL ORTIZ GONZÁLEZ



SAN JUAN DE ARAGÓN, EDO. DE MÉXICO, 2012.



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

AGRADECIMIENTOS

A mi madre: **Leticia** por estar conmigo en cada paso que doy, por fortalecer mi espíritu e iluminar mi camino, desde que nací hasta la actualidad.

A mis abuelitos: **Narciso y Agustina** por haber sabido orientarme en mis diferentes etapas de la vida.

A mis hermanos: **Héctor y Luis** por aquellos momentos que hemos vivido juntos y que no desistan en el estudio.

A mis amigos: Por el apoyo que me han dado desde que nos conocemos.

A mis compañeros y profesores de la **FES ARAGÓN**: Que por su apoyo académico no hubiese llegado a esta etapa tan importante para cualquier ser humano.

A mi asesor: **Ing. Francisco Raúl Ortiz** por sus consejos para el desarrollo de este trabajo profesional, tan importante para un servidor.

Y a todas aquellas personas que en este momento no las recuerdo, pero que han sido importantes en mi desarrollo de mis diferentes etapas de la vida, sabiendo que vendrán más.

Para todos ustedes ¡GRACIAS!

PEDRO ISRAEL LÓPEZ GARCÍA

AGRADECIMIENTOS

En mi vida de estudiante el mayor privilegio que uno puede tener es trabajar con gente comprometida, noble, dedicada a la enseñanza, gente buena, yo he tenido ese privilegio.

Este trabajo representa para nosotros, una de las culminaciones de nuestra vida, ya ahora profesional, por lo que agradecemos a todas aquellas personas que sin ser nombrados participaron en gran medida en la conclusión de este trabajo.

Así mismo, por lo que representan en nuestras vidas, dedicamos este trabajo a:

A MIS PADRES:

RAMIRO LUIS LUENGAS MORALES Y ROSENDA HERNANDEZ CHOLULA.

Por toda la ayuda y comprensión que con tanto cariño me han brindado a lo largo de mi vida por que sin ellos no seria lo que hoy .Mil gracias a ustedes.

A MIS HERMANOS:

ESTELA, LEONARDO, GRACIELA, LILIA.

De los que estoy muy orgulloso y quiero mucho, porque cada uno ha ido cumpliendo sus objetivos y me han alentado para alcanzar el mío.

A todos mis amigos a los que conocí en el transcurso de mi carrera, por todos sus consejos y muestras de apoyo que me han dado y lo más importante por haberme brindado su amistad.

A mis compañeros de la carrera de ingeniería mecánica eléctrica de la generación **2004-2008** de la **FES ARAGÓN**

A todos y cada uno de los profesores de la **FES-ARAGÓN**, por dedicar parte de su tiempo a nuestro desarrollo.

A la UNAM la máxima casa de estudios, por haberme permitido ser parte de ella y verme crecer como persona y como profesionista.

Al ING. FRANCISCO RAÚL ORTIZ GONZÁLEZ quien me tuvo confianza y la paciencia para guiarme con mano firme como el acostumbra gracias.

Y a ti mi compañero y gran amigo PEDRO ISRAEL que fuiste tú el que me animó a que trabajáramos juntos para realizar este proyecto.

RAMIRO LUENGAS HERNÁNDEZ

INTRODUCCION	I
CAPITULO 1	II
 SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA	
I.1	1
I.2	2
I.3	4
1.3.1	8
I.4	14
I.5	17
I.6	22
 CAPITULO 2	
 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE Y DE POTENCIA.	
II.1	25
II.2	25
II.3	31
II.4	36
II.4.1	36
II.4.2	37
II.5	44
II.5.1	44
II.6	46
II.6.1	47
II.6.2	48
II.7	50
 CAPITULO 3	
 PROTECCION CON RELEVADORES	
III.1	51
III.2	51
III.3	54
III.3.1	55

III.3.1.1	ELEMENTOS QUE INTEGRAN UN EQUIPO DE PROTECCION PRINCIPIO DE OPERACIÓN DE LA PROTECCION	57
III.3.1.2	DIFERENCIAL	63
III.3.1.3	CARACTERISTICAS DE OPERACIÓN DEL RELEVADOR DIFERENCIAL DE PORCENTAJE	66
III.3.1.4	PROTECCION DE TRANSFORMADOR DE POTENCIA	69
III.3.1.5	REGLAS GENERALES PARA LA CONEXIÓN DE LA PROTECCION. DIFERENCIAL DEL TRANSFORMADOR	71
III.4	EJEMPLOS DE APLICACIÓN	72

CAPITULO 4**LINEAS DE TRANSMISION**

IV.1	PROTECCION EN LINEAS DE TRANSMISION	84
IV.1.1	PROTECCION PRIMARIA	85
IV.1.2	PROTECCION DE RESPALDO	89
IV.2	PROTECCION DIFERENCIAL DE HILO PILOTO PARA UNA LINEA DE TRANSMISION	91
IV.3	PROTECCION DE RESPALDO DE LA LINEA DE TRANSMISION CON RESPALDO DE SOBRE CORRIENTE DIRECCIONAL	97
IV.4	PROTECCION DE BARRAS COLECTORAS	102
IV.4.1	PROTECCION DIFERENCIAL DE BARRAS CON TRANSFORMADORES	103
IV.5	PROTECCION DE GENERADORES	107
IV.5.1	PROTECCION DIFERENCIAL DEL GENERADOR	108
IV.6	PROTECCION CONTRA LA MOTORIZACION DEL GENERADOR	110
IV.6.1	PROTECCION CONTRA SOBRECIENTAMIENTOS DEL ESTATOR	113
IV.6.2	ANALISIS DE FASORES RELACION DE VOLTAJE ENTRE FASES Y VOLTAJE AL NEUTRO EN EL SISTEMA	114
IV.6.3	TRIFASICO	114

CAPITULO 5**LOS SISTEMAS DE PROTECCION INDUSTRIAL**

V.1	CONSIDERACIONES GENERALES SOBRE RELEVADORES UTILIZADOS EN PROTECCIONES DE SISTEMAS DE POTENCIA	119
V.2	PROTECCION DIFERENCIAL DE BARRAS	127
V.3	PROTECCION DIFERENCIAL DEL GENERADOR	129
V.4	PROTECCION DIFERENCIAL DEL TRANSFORMADOR	131
V.4.1	PROTECCION DIFERENCIAL DE LINEA DE TRANSMISION	132
V.5	PRINCIPIO DE OPERACIÓN DE LOS RELEVADORES DE PROTECCIÓN	138
V.5.1	UNIDADES ELECTROMECANICAS.	138

V.5.2	UNIDAD TIPO ATRACCIÓN DE ARMADURA.	139
V.5.3	UNIDAD POLAR	140
V.6	UNIDADES DE INDUCCIÓN ELECTROMAGNÉTICA	142
V.7	UNIDAD DE CILINDRO DE INDUCCIÓN	144
V.8	UNIDADES TÉRMICAS	147
V.8.1	REDES DE SECUENCIA.	148
V.8.2	FILTRO DE VOLTAJE DE SECUENCIA CERO.	150
V.8.3	FILTRO DE CORRIENTE DE SECUENCIA COMBINADA	152
V.8.4	FILTRO DE CORRIENTE DE SECUENCIA NEGATIVA.	154
V.9	FILTRO DE CORRIENTE DE SECUENCIA COMBINADA TIPO EUROPEO O "TRANSFORMADOR SUMA."	156
	CONCLUSIONES	158
	MESOGRAFIA	159
	BIBLIOGRAFIA	160

El sistema eléctrico de potencia, es un conjunto de elementos eléctricos que interactúan entre sí para poder transmitir la energía eléctrica generada en plantas encargadas de aprovechar el potencial que se produce, desde la caída del agua, el viento, el movimiento de las olas, empleo del vapor, y la energía atómica principalmente, hasta el uso doméstico o industrial.

En este trabajo de investigación se describe el desarrollo que ha tenido este sistema, desde sus inicios hasta el aprovechamiento de la energía eléctrica en alta tensión para el uso industrial, lo cual con lleva a diseñar sistemas de protección para evitar el deterioro de las líneas de transmisión y de los equipos que hacen uso de la electricidad, todo esto para evitar pérdidas tanto económicas como de personal, por daños en los equipos productivos.

El presente trabajo está orientado al sistema eléctrico de protección para los hornos de arco eléctrico en donde se realiza el lavado del cobre extraído de las minas, el cual debe de poseer el 99.00% o 100% de pureza ya que de lo contrario se cristaliza y no es recomendable para su trituración y posterior laminación.

A continuación se describen los aspectos principales en los que se encuentran comprendidos los capítulos del presente trabajo.

Es por ellos que en el Capítulo I, llamado Sistemas Eléctricos de Potencia se describe desde sus descubrimientos en forma experimental hasta su comercialización en México.

En el Capítulo II, cuyo nombre es Transformadores de Corriente y de Potencia se explica el funcionamiento de los transformadores de alta tensión; desarrollando cálculos que ayudan a la comprensión de su funcionamiento.

El Capítulo III nombrado Protección con Relevadores es donde se indican diferentes tipos de diagramas unifilares con su respectiva interpretación en la aplicación de sistemas de protección a equipos industriales.

Con respecto al Capítulo IV Protección de Líneas de Transmisión es donde se describe en forma general como proteger a los equipos eléctricos industriales que hacen uso de la energía eléctrica en alto voltaje, para evitar siniestros y costos operativos excesivos.

Y el último Capítulo que es el V denominado Diseño de Sistema de Protección a equipo Industrial, se determina como se llevó la innovación que sufrió una lavadora Industrial para pureza del cobre; diseñando su sistema eléctrico de protección por medio de relevadores.

I.1 ASPECTOS

Hasta finales del siglo XVIII, el hombre sólo conoció la electricidad estática. En marzo de 1800, Alessandro Volta presentó su pila voltaica, la cual fue durante dos tercios del siglo XIX la única fuente de corriente eléctrica (figura I.1). Las baterías derivadas de la pila voltaica alimentaron la primera industria eléctrica: la telegrafía, surgida a mediados del siglo XIX, e hicieron posibles los primeros pasos en electroquímica.

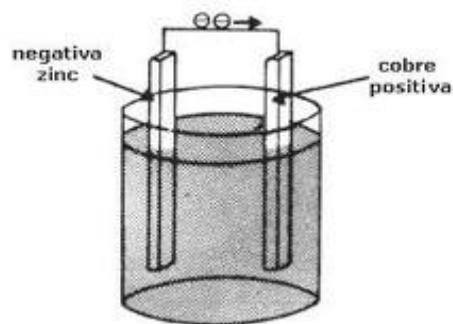


Figura I.1. Pila voltaica.

Las baterías eléctricas eran complicadas, costosas y de exigente mantenimiento. Los postulados de Faraday, en 1831, condujeron, durante la década de 1870 - 1880, a la puesta a punto en Europa, de una máquina de dimensiones prácticas, capaz de operar por extensos períodos sin sobrecalentamientos peligrosos y de producir corriente esencialmente continua; como fue el Dínamo (figura I.2).

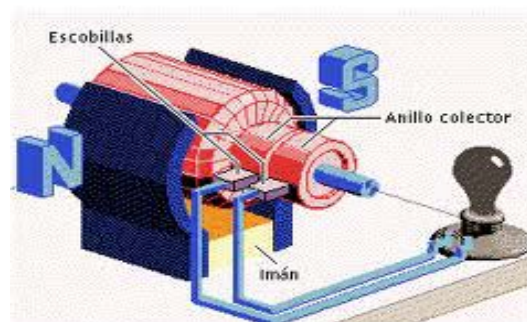


Figura I.2 Dinamo

El dínamo fue utilizado en la alimentación eléctrica de lámparas de arco para el alumbrado público, también reemplazó a las baterías en procesos de electroplateado y lo utilizaron en barcos para su iluminación nocturna principalmente.



Figura I.3 Vicente
Marcano

El químico Vicente Marcano, en el año 1873, realiza una demostración pública de aparatos de arco para el alumbrado urbano. La energía para tales fines provenía de una dínamo impulsada por una unidad de vapor; un año más tarde, el doctor Adolfo Ernest realiza un experimento similar luego, para el año 1883, se iluminan algunos lugares públicos de México con motivo de la conmemoración del centenario del natalicio del libertador Simón Bolívar.

I.2 LA CORRIENTE ALTERNA

El primer sistema experimental de corriente alterna (ca) en Norte América fue operado en 1886, consistente de un alternador monofásico de 500 V (volts), 12 A (amperes), transformadores elevadores, línea de transmisión de aprox. 1,400 m (metros), transformadores reductores y cargas de iluminación. Esto fue realizado por un socio de George Westinghouse.

En 1888, el motor bifásico de corriente alterna es inventado por Nicola Tesla y perfeccionado posteriormente por Dolivo-Dobrovolski, quien introdujo el motor asíncrono trifásico en 1889. Con esto se abrió la posibilidad de utilizar la energía transmitida en corriente alterna no sólo para el alumbrado, sino que también para la transformación industrial de la energía eléctrica en energía mecánica.

La primera transmisión a distancia de la corriente alterna trifásica fue la transmisión de la energía eléctrica de una central hidroeléctrica de 200 KW (kilowatts),

en Alemania, en 1891, a una distancia de 170 km (kilómetros). La tensión del generador se elevaba de 95 a 15,000 V, tensión de transmisión y luego se reducía hasta 113 V y se aplicaba a un motor asincrónico trifásico de 75 kW, que accionaba a una unidad de bombeo.

Mientras tanto, la transmisión de energía a distancia en corriente continua (cc) presentó serios inconvenientes, pues para elevar la tensión a los niveles necesarios para la transmisión, se precisaba conectar en serie varios generadores de alta tensión, limitada a unos 7,000 V. (en algunos casos hasta 20 generadores en serie), y en la estación receptora varios motores de corriente continua; ejemplo de esto, fue una transmisión de 4,650 KW. a 57.6 KV. En corriente continua que se realizó en Francia sobre una distancia de 180 Km.

El advenimiento de la corriente alterna, precipitó en la última década del siglo XIX la denominada batalla de las corrientes entre los defensores de la corriente continua y los de la corriente alterna, cuyos máximos exponentes fueron en Norte América, Thomas Edison por la cc y George Westinghouse por la (ca) La pieza fundamental para la definición de esta controversia fue la facilidad de elevación de la tensión de transmisión en ca mediante transformadores. Esto inclinó la balanza a favor de la corriente alterna, cayendo en desuso la transmisión a distancia de energía en corriente continua por alrededor de medio siglo XXI, cuando, como se verá más adelante, volverá a ser seriamente considerada.

Con el inicio del siglo XX, el crecimiento de los sistemas de potencia en los Estados Unidos de América (EUA) fue constante. Con respecto a las tensiones y distancias de transmisión, para el año 1900, se habían logrado tensiones de 40 kV a distancia de aproximadamente 100 millas; en 1907 se alcanzaron los 100 kV; 115 kV en 1909; 150 kV en 1913; 220 kV en 1920, 287 kV en 1923; en 1936, 400 kV; en 1952, 500 kV; en 1959, 650 kV. 1963, 735 kV.

En ese mismo año (1900), existía una variedad de frecuencias de operación como eran: 25, 50, 60, 125 y 133 Hz (Hertz); donde las que predominaron fueron la de 50 Hz. en Europa y 60 Hz en Norte América. Estas frecuencias fueron impuestas a sus respectivas áreas de influencia.

I.3 EL SECTOR ELECTRICO EN MÉXICO

Los vientos de la Reforma al sector eléctrico del país soplaba con fuerza. El presidente Vicente Fox presento su iniciativa a partir del 15 de marzo, fecha en que da inicio el primer periodo ordinario de sesiones del Congreso de la Unión. Por su lado, el Partido Revolucionario Institucional (PRI), el Partido Verde Ecologista de México (PVEM) y el Partido de la Revolución Democrática (PRD), han anunciado sus propias iniciativas. Así, cuatro propuestas entrarían a discusión para que, posiblemente, la decisión se trasladara hasta el siguiente periodo de sesiones que comenzaba a partir del mes de septiembre.

El debate se centraría en una reforma al sector eléctrico el cual significaría la privatización de la energía eléctrica mexicana, de forma directa o indirecta, explícita o velada.

Los inicios de la energía eléctrica en México se remontan a finales del siglo XIX cuando comienza el periodo presidencial de Porfirio Díaz (1877-1911). Durante el Porfiriato, en 1879, se instala en el estado de Guanajuato, en la ciudad de León, la primera planta termoeléctrica (de calor) generadora de energía eléctrica, utilizada por la fábrica textil La Americana. En esos primeros años, la energía eléctrica se usaba para la incipiente industria textil y minera; y muy poco, para el servicio municipal, la iluminación de pocos espacios públicos y algunos pueblos. Dos años después, en 1881, da inicio el alumbrado público en el país cuando la Compañía Mexicana de Gas y Luz Eléctrica se hace cargo del alumbrado público residencial en la capital de la República Mexicana.

Para 1885, la cañería que distribuía el gas para el alumbrado público en la capital era de 100 kilómetros, y se contaba con 50 focos de luz eléctrica, 2 mil faroles de gas y 500 de aceite para los barrios alejados del Centro. Diez años después de la aparición de la primera planta termoeléctrica, en 1889, entró en operación la primera planta hidroeléctrica en Batopilas, en el estado de Chihuahua y frontera con los Estados Unidos de América. De este modo, las plantas generadoras empezaron a cubrir las necesidades más allá de las fábricas y minas, atendiendo al comercio, al alumbrado público y a las residencias de las familias más adineradas del país.

Durante el Porfiriato llegaron a México empresas transnacionales de muchos tipos, y fue cuando el sector eléctrico tuvo un carácter de servicio público. Fue entonces cuando se colocaron las primeras 40 lámparas "de arco" en el actual Zócalo de la Ciudad de México, luego 100 lámparas a la plaza de la Alameda Central y posteriormente la Avenida Reforma y otras principales calles de la ciudad. La demanda de electricidad atrajo a las empresas extranjeras como la The Mexican Light and Power Company, de origen canadiense, que se instaló en la capital en 1898, y más tarde se extendió hacia el centro del país, en 1903, Porfirio Díaz le otorga la concesión de la explotación de las caídas de las aguas de los ríos de Tenango, Necaxa y Xaltepuxtla.

La planta de Necaxa, en el estado de Puebla, fue el primer gran proyecto hidroeléctrico, con seis unidades y una capacidad instalada de 31,500 MW, y comenzó a transmitir el fluido eléctrico desde Necaxa a la Ciudad de México en 1905. Para ese año los canadienses ya controlaban a la Compañía Mexicana de Electricidad, la Compañía Mexicana de Gas y Luz Eléctrica y a la Compañía Explotadora de las Fuerzas Eléctricas de San Idelfonso. Un año después, en 1906, esta empresa canadiense obtiene de Porfirio Díaz y autoridades estatales nuevas concesiones en los estados de Puebla, Hidalgo, México y Michoacán, extendiendo su poder. Adquirió también la planta hidroeléctrica del Río Alameda, la Compañía de Luz y Fuerza de

Toluca, la de Temascaltepec y la de Cuernavaca. Comenzó a elevar la capacidad de la planta de Necaxa y a modernizar las de Nonoalco y Tepéxic.



Figura I.4 Planta de
Necaxa

De esta manera, la canadiense The Mexican Light and Power Company se convirtió en la principal empresa transnacional que tenía en su poder la mayor parte de la energía eléctrica de México, y su presencia se prolongaría hasta 1960. Cuarenta años después de que fue nacionalizada esta empresa por el gobierno mexicano; en enero de 2002, el embajador de Canadá en México, Keith Christie, expresó que la reforma al sector energético es fundamental para el crecimiento de la inversión privada canadiense en México, y estaría anhelando regresar al país con estas palabras: "Las empresas canadienses podrían aumentar inversiones si el Congreso y el Ejecutivo ofrecen un mayor espacio competitivo para la iniciativa privada".

Para 1910, se producían ya 50 MW de los cuales el 80% las generaba la empresa canadiense The Mexican Light and Power Company (actualmente se generan alrededor de 38 mil MW en todo el país). Con el inicio del siglo XX comenzó el primer esfuerzo para ordenar la industria eléctrica por medio de la creación de la Comisión Nacional para el Fomento y Control de la Industria de Generación y Fuerza, conocida luego como Comisión Nacional de Fuerza Motriz.

Durante la segunda década del siglo XX llegó a México la segunda empresa transnacional, ahora de origen estadounidense, llamada The American and Foreign Power Company, que instaló 3 sistemas interconectados en el norte. En el occidente se extendió otra compañía con empresarios extranjeros formando la Compañía Eléctrica de Chapala, con sede en la ciudad de Guadalajara, en el estado de Jalisco.

A inicios del siglo XX la energía estaba prácticamente en manos de 3 empresas privadas extranjeras: The Mexican Light and Power Company, The American and Foreign Power Company y la Compañía Eléctrica de Chapala, quienes adquirieron las concesiones e instalaciones de la mayor parte de las pequeñas empresas extendiendo su poder y sus redes de distribución, y creando un monopolio que duró 20 años.

Pero es hasta diciembre de 1933, cuando el Presidente sustituto, el General Abelardo L. Rodríguez, envía al Congreso de la Unión la iniciativa que decreta la creación de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), considerándose por primera vez a la electricidad como una actividad de utilidad pública y que, 70 años después, pretende regresar como actividad y utilidad privada. Sin embargo, la presión de las empresas transnacionales por mantener el monopolio fue tan fuerte que lograron posponer por cuatro años más, hasta 1937, la inauguración e inicio de operaciones de la CFE.

I.3.2 INFRAESTRUCTURA

Resucitada ya la CFE por el General Lázaro Cárdenas del Rio en 1937, las empresas extranjeras intentaron de inmediato ahorcar al gobierno que exigía control y soberanía sobre el recurso estratégico, y suspendieron sus planes de expansión por lo que en los primeros cinco años de vida de la CFE, la capacidad instalada en el país sólo se elevó de 629.0 MW a 681.0 MW. En 1937, México tenía 18.3 millones de habitantes y sólo tres empresas tenían en sus manos el servicio de distribución de la energía eléctrica a 7 millones de habitantes, que equivalen al 38% de la población mexicana. Esas empresas distribuían la energía eléctrica principalmente a la población urbana que podría pagar el servicio, y no al 67% de la población que se encontraba en el campo.

La CFE comenzó a aumentar su capacidad de generación ante el incremento de la población y la demanda del comercio, del desarrollo y la industria del país, pero no contaba con redes de distribución, por lo que casi todo lo que producía lo entregaba a las grandes empresas monopólicas. Por ello la CFE, crea sus primeros proyectos comenzando en 4 estados del país: Guerrero (Teloloapan), Oaxaca (Suchiate y Chía), Michoacán (Pátzcuaro) y Sonora (Ures y Altar). Poco después, el General Lázaro Cárdenas comienza el proceso de nacionalización de la industria eléctrica.

Para 1946, la CFE tenía ya una capacidad de 45,594 KW. Era el fin de la II Guerra Mundial y las empresas privadas habían dejado de invertir, por lo que la CFE tuvo que rescatarlas generando energía para que éstas se revendieran. En 1949, el Presidente de la República, Miguel Alemán, expide un Decreto que hizo de la CFE un organismo público descentralizado con personalidad jurídica y patrimonio propio.

En 1960, de los 3,208 MW de capacidad instalada en el país, la CFE aportaba el 54%; la canadiense The Mexican Light and Company Power el 25%; la estadounidense The

American and Foreign Power Company el 12%, y otras compañías el 9%. Sin embargo, el 64% de los mexicanos y mexicanas no contaban con electricidad.

El 27 de septiembre de 1960, el Presidente Adolfo López Mateos nacionaliza la industria eléctrica comprando con fondos públicos y deuda externa los bienes e instalaciones de las empresas transnacionales. El gobierno adquirió en 52 millones de dólares, el 90% de las acciones de la canadiense The American Light and Power Company, y se comprometió con ellas a pagar los pasivos (deudas) de esas empresas que ascendían a 78 millones de dólares. Por 70 millones de dólares obtuvo las acciones de la estadounidense American and Foreign Power Company.

Sin embargo, el gobierno los comprometió a invertir ese dinero en México para evitar que todos esos dólares salieran del país. Al adquirir la Mexican Light and Power and Company, la nación mexicana adquirió 19 plantas generadoras que servían al Distrito Federal y a los estados de Puebla, México, Michoacán, Morelos e Hidalgo; 16 plantas hidráulicas y 3 térmicas; 137 km. de línea de transmisión de doble circuito trifásico en el sistema de 220 KW; dos subestaciones transformadoras de cerro Gordo, México y El Salto, Puebla; 38 subestaciones receptoras conectadas a la red de transmisión de 85 y 60 KV; gran número de bancos de transformadores; 4,500 km. de líneas primarias de distribución de 6 KV; 11 mil transformadores de distribución con capacidad de 670 mil KVA; y 6,800 km. de líneas de baja tensión.

Entre las plantas hidroeléctricas se obtuvieron: Necaxa, Patla, Tezcapa, Lerma, Villada, Fernández Leal, Tlilán, Juandó, Cañada, Alameda, Las Fuentes, Temascaltepec, Zictepec, Zepayautla y San Simón. Entre las plantas termoeléctricas: Nonoalco, Tacubaya y Lechería. Además la nación recibió el edificio situado en la esquina de Melchor Ocampo y Marina Nacional de la Ciudad de México y todos los inmuebles y muebles de las estaciones y plantas termoeléctricas e hidroeléctricas, así como equipos y materiales de oficina. Con el dinero del pueblo, se pagó todo esto.

Posteriormente el gobierno Federal garantizó legalmente este recurso de la Nación añadiendo el párrafo sexto del artículo 27 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos que dice lo siguiente: "Corresponde exclusivamente a la Nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público. En esta materia no se otorgarán concesiones a los particulares, y la Nación aprovechará los bienes y recursos naturales que se requieran para dichos fines.

Un año después, en 1961, la capacidad instalada de la CFE había llegado a 3,250 MW y, de toda la energía que producía, vendía el 25%. De no tener ninguna participación en la propiedad de las centrales generadoras de electricidad, por estar en manos extranjeras, pasó a tener el 54%, siendo así la CFE quien dirigía la energía eléctrica del país. En 1963 se crea la denominación social Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S.A. (LyFC); en ésta década se configura la integración de los sistemas de transmisión entre el Sistema de Operación Noroeste, Noreste, Norte, Oriental, Occidental y Central; y el Sur quedó nuevamente olvidado, todavía no existía para el desarrollo.

En la década de los 60's del siglo pasado la inversión pública se destinó en más del 50% a obras de infraestructura entre los que se encuentran los centros generadores de energía de Infiernillo y Temascal. Al final de la década se habían construido ya plantas generadoras por el equivalente a 1.4 veces lo hecho hasta esta época. La construcción de presas hidroeléctricas se extendió en todo el mundo generando millones de pobres expulsados de sus tierras y serios problemas ambientales irreversibles.

Para 1971, la CFE tenía una capacidad instalada de 7,874 MW. Al final de ésta década se dio un mayor crecimiento llegando a instalarse centrales generadoras por el equivalente a 1.6 veces lo hecho hasta el momento. En 1974, se le autoriza a LyFC a realizar los actos necesarios y procedentes para su disolución y liquidación. En esta

década todos los sistemas de transmisión de energía eléctrica se encontraban interconectados, excepto Baja California y Yucatán que se incorporaron al Sistema Interconectado Nacional en 1990, quedando por fin el sistema de transporte de energía cubriendo casi la totalidad del territorio mexicano.

Durante la década de los 70's también se logró unificar la frecuencia eléctrica de 60 Hz en todo el país y en 5 años se logró la unificación más grande del mundo, ya que se visitaron 2 millones 434,810 consumidores de energía para adaptar sus equipos electrodomésticos a la nueva frecuencia; se convirtieron 32 centrales generadoras, con 87 unidades; y se ajustaron 41 subestaciones.

Así, grandes obras de infraestructura, pero mucha deuda externa pesaba sobre el país. Durante la década de los 80's disminuyó la inversión en la CFE y, a partir de 1982 con el gobierno del presidente Miguel de la Madrid, comienza en México la aplicación de las políticas neoliberales y los Programas de Ajuste Estructural que empezaron a imponer el Fondo Monetario Internacional y el Banco Mundial.

El país empieza a vender sus activos rápidamente cuando entonces el gobierno administraba alrededor de 1,115 empresas paraestatales. En 1989, se reforma la Ley del Servicio Público de Energía permitiendo que el Ejecutivo Federal pudiera disponer de la constitución, estructura y funcionamiento del servicio que venía proporcionando la Compañía de LyFC en liquidación.

En este Decreto presidencial se afirmaba que "Las empresas concesionarias, entrarán o continuarán en disolución y liquidación y prestarán el servicio hasta ser totalmente liquidadas. Concluida la liquidación de la compañía de Luz y Fuerza del Centro, S.A., y sus asociadas Compañía de Luz y Fuerza de Pachuca, S.A., Compañía Mexicana Meridional de Fuerza, S.A., y Compañía de Luz y Fuerza Eléctrica de Toluca, S.A., el ejecutivo Federal, dispondrá la constitución de un organismo descentralizado con personalidad jurídica y patrimonios propios, el cual tendrá a su cargo la prestación

del servicio que ha venido proporcionando dichas Compañías." Será hasta febrero de 1994 cuando se crea por Decreto presidencial el organismo descentralizado Luz y Fuerza del Centro, con personalidad jurídica y patrimonio propio.

Luego, la capacidad de endeudamiento del gobierno mexicano se recuperó con la venta de empresas y el cumplimiento de las políticas de ajuste. Para 1991, la capacidad instalada de energía eléctrica ascendía a 26,797 MW. En la década de los 90's se prepara el gobierno para entregar nuevamente en manos privadas la energía eléctrica del país. El presidente Ernesto Zedillo (1994-2000) amenazó en varias ocasiones con la privatización de la energía eléctrica sin lograrlo.

El sector eléctrico en México atravesó su primer proceso serio de reorganización del siglo anterior, bajo el mandato del Partido Revolucionario Institucional (PRI) Se creó el Código Eléctrico Nacional y la Comisión Federal de Electricidad (CFE) una empresa pública recién creada y financiada por el estado, pasó a dominar toda la inversión en capacidad nueva.

Más tarde, en 1960, una reforma constitucional nacionalizó la industria eléctrica y le otorgó formalmente al gobierno la "responsabilidad" exclusiva en la generación, transmisión, transformación y distribución de electricidad. Durante esa década, el gobierno también creó la *Compañía de Luz y Fuerza del Centro* (LFC) para suministrar electricidad a la Ciudad de México y a los estados vecinos. Durante los años 60's y 70's del siglo XX, México decidió impedir que las fuerzas del mercado participaran en el sistema energético.

Además, el aumento en los precios del petróleo durante los años de 1970 se generó ingresos extraordinarios en un México rico en petróleo, lo que permitió al país mantener importantes subsidios para la generación de electricidad. A finales de la

siguiente década y principios de la última, el gobierno mexicano llevó a cabo reformas de mercado en varios sectores económicos, incluida la electricidad.

En 1992, el presidente Carlos Salinas reformó la ley de electricidad, estableciendo que la producción privada de electricidad no era un servicio público. Esta modificación, que permitió la participación privada en la generación, fue, y todavía es, discutida por inconstitucional (en 2002, la Corte Suprema de México dictaminó que la ley de 1992 podría ser inconstitucional).

La Comisión Reguladora de Energía (CRE) fue creada en 1993 como un organismo autónomo encargado de regular las industrias de gas natural y electricidad. Sin embargo, sus funciones sólo están relacionadas con los productores privados de energía (por ejemplo, concesión de permisos, arbitraje, estudios de tarifas) y no abarcan a la CFE ni a Luz y Fuerza del Centro (LFC) hoy extinta. Hasta la fecha, las funciones de la CRE se han centrado principalmente en el sector de gas y no tanto en la electricidad.

Los intentos del presidente Ernesto Zedillo a finales del siglo pasado, el Partido Acción Nacional (PAN) en el año 2000 y, más recientemente, del ex presidente Vicente Fox trato de llevar adelante una reforma integral del sector eléctrico en México donde encontró una fuerte resistencia política. Antes en 1999, el presidente Zedillo envió un proyecto ambicioso al Congreso de la Unión solicitando un cambio en la Constitución de los Estados Unidos Mexicanos para permitir una desagregación del sector, que incluía la creación de empresas de distribución con contratos de concesión de tres años.

También se venderían las plantas generadoras existentes, salvo las plantas nucleares e hidroeléctricas. En 2001, el presidente Fox firmó un decreto de reforma que hubiera permitido a los productores independientes de energía vender directamente a

clientes industriales y también permitiría la venta de energía privada a la CFE con contratos a largo plazo sin licitación pública.

Entre otros temas, el decreto también especificaba que la electricidad no es un servicio público de interés general sino un servicio comercial. Ambos intentos de reforma fracasaron, debido a la alegación de que la electricidad y, en forma más amplia, el sector eléctrico son estratégicos para la soberanía nacional. Según establece la Constitución, el sector eléctrico sigue siendo propiedad federal; y es la Comisión Federal de Electricidad (CFE) quien esencialmente controla todo el sector.

Entre las distintas propuestas de reforma institucional para el sector eléctrico, las principales son la creación de la Ley Fundamental de la CFE, la modificación del funcionamiento de esta empresa y la ampliación de las competencias de la CRE. También es importante la promoción de la producción privada independiente de la energía.

I.4 COMISION FEDERAL DE ELÉCTRICIDAD

La Comisión Federal de Electricidad es la empresa del Estado que se encarga de la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica en el país. Actualmente atiende a 25.3 millones de personas. Sin embargo, poco se sabe de dónde proviene la energía que todos los días de forma permanente mantiene las actividades de personas, empresas y gobierno.

La capacidad de generación cuenta con 177 centrales generadoras de energía, lo que equivale a 49,854 MW, incluyendo a aquellos productores independientes que por ley están autorizados para generarla.

Los clientes a los que se suministra energía eléctrica están divididos por su actividad, así el 0.62 % se destina al sector servicios, el 10.17 % al comercial,

el 0.78 % a la actividad industrial, el 0.44 % al Agrícola y el uso más importante es el doméstico, con 87.99 % de los usuarios. Además, la demanda aumenta en 1.1 millones de solicitantes cada año.

La capacidad instalada se integra con todas las formas de generación; las termoeléctricas representan el 44.80 % de la generación, en tanto las hidroeléctricas el 22.17 %, seguidas de las carboeléctricas que generan el 5.22 % del total de la electricidad en el país, mientras que las nucleoeeléctricas contribuyen con el 2.74 %, con menor capacidad están las geotermoeléctricas con 1.92 % de generación total y las eoloeléctricas con sólo 0.171 %. Un caso especial son los productores independientes que producen un alto porcentaje en relación con las otras formas de generación, ya que aportan el 22.98% de la capacidad instalada, según la misma CFE.

La generación de energía tiene varias fuentes, la primera de ellas y la más antigua son las hidroeléctricas, entre las más importantes por su capacidad de generación se encuentran la de Chicoasén, en Chiapas, Manuel Moreno Torres, que genera 2,400 MW, la del Malpaso en Tecpatán, Chiapas, El Infiernillo, en La Unión, Guerrero, que produce 1,000 MW, le sigue Aguamilpa, en Tepic, Nayarit, la cual es capaz de generar 960 MW. El sistema cuenta también con la hidroeléctrica Belisario Domínguez, o Angostura, en Chiapas que genera 900 MW, La hidroeléctrica Leonardo Rodríguez Alcaine, conocida como “El Cajón”, produce actualmente 750 MW desde Santa María del Oro en Nayarit.

Otra de gran importancia es la que se encuentra en Choix, en Sonora que lleva el nombre de Luis Donaldo Colosio, conocida también como Huites, la cual genera en su máxima capacidad 422 MW.



Figura I.5 Termoeléctrica de Tuxpan

Por su parte, las Termoeléctricas más importantes son la de Tuxpan, en Veracruz (Figura I.5) que tiene 2,200 MW de capacidad de generación de energía eléctrica, la de Tula Hidalgo, que produce 1546 MW, seguida de la de Manzanillo, con 1,200MW,

Las Geotermoeléctricas tienen menos presencia en el sistema eléctrico nacional, aunque destacan tres unidades de Cerro Prieto en Mexicali, (Figura I.6) Baja California, produciendo 220 MW y 180 MW, respectivamente.



Figura I.6 Geotermoeléctricas Cerro Prieto.

Las carboeléctricas sólo son dos, y se ubican en Nava, Coahuila, cada una de las cuales genera 1,200 y 1,400 MW. Sólo existe una nucleoelectrónica, la de Laguna Verde en Alto Lucero, Veracruz, y que por sí misma genera 1,365 MW. (Figura I.7)



Figura I.7 Laguna Verde

Recientemente el gobierno Federal ha hecho énfasis en la necesidad de ir convergiendo hacia la energía alterna, tal como la Eólica, en 1982 fue instalada la Eoloeléctrica Guerrero Negro en Mulegé, Baja California Sur, y en 1994 la Venta en Juchitán, Oaxaca, aunque existe gran diferencia entre una y otra, pues la primera está en un límite muy bajo de producción, en tanto, la segunda produce sólo 85 MW. Existen otras formas de generación como la de ciclo combinado, diesel y otras que generan electricidad en mucha menor proporción que las anteriores.

I.5 SISTEMAS INTERCONECTADOS

Se dice que dos o más sistemas o compañías forman un sistema interconectado, cuando establecen conexión eléctrica entre ellas, con la finalidad obtener beneficios económicos mutuos en la prestación del servicio eléctrico.

En estado normal, la operación de un sistema interconectado está dirigida a la utilización eficiente de las diferentes plantas de generación. Entre las diferentes compañías se intercambia la energía eléctrica de bajo costo, debido a que comprar energía de otros sistemas puede ser más económico que producirla en sus propias plantas.

Para que sea posible un intercambio de energía satisfactorio para todas las partes, debe existir, en un determinado momento, una compañía A con plantas ociosas cuya producción de energía sea menos costosa que lo que le costaría generar en sus propias plantas a otra compañía B que necesite esa energía. La compañía B compra entonces la energía a la compañía A un precio inferior que el que le costaría producirla, obteniendo un beneficio económico y la compañía A también se beneficia al vender energía que no está utilizando en satisfacer el consumo de sus cargas.

Debido a que los valores máximos de la demanda de las diferentes compañías no se producen simultáneamente en el tiempo, la capacidad de generación instalada de cada compañía puede ser menor que la requerida si no existiese la interconexión, debido a que cuando se produce la demanda máxima de una compañía, las restantes, que no estarán en su momento de máxima demanda, podrán cederle la capacidad ociosa que tengan, con la que aquella satisfacerla una parte de su demanda máxima.

El sistema interconectado debe poseer la capacidad de generación instalada para suplir la demanda máxima del conjunto, la cual, como consecuencia de la diversidad de las demandas máximas de cada compañía, es menor que la suma de estas.

Al ser posible instalar unidades de generación de mayor tamaño, se obtiene el beneficio de la denominada economía de escala.

La no coincidencia entre compañías de altas demandas durante períodos largos de tiempo, por ejemplo estacionales o anuales, permite la elaboración de programas de

mantenimiento de unidades generadoras sin necesidad de instalar unidades adicionales en cada compañía.

En condiciones de emergencia, la interconexión de sistemas permite que la capacidad de generación de reserva de cada una de las diferentes compañías, sea menor que la necesaria si estuviesen aisladas, puesto que al producirse una eventualidad, cualquier compañía puede hacer uso de la capacidad de reserva de las otras. En consecuencia, cada compañía invierte menos en capacidad de generación de reserva; lo cual, obviamente, también es un beneficio de carácter económico.

En la actualidad el continuo crecimiento del consumo de energía eléctrica y el necesario cumplimiento de las exigencias propias del mercado y de los entes reguladores obliga a las compañías prestadoras del servicio eléctrico a mejorar día a día la calidad de la energía entregada y aun paulatino incremento del área de servicio abarcada; trayendo consigo un continuo aumento de la longitud de la líneas de transmisión y su necesaria interconexión para asegurar un óptimo abastecimiento de la demanda.

Existe un elemento que es común a todos los sistemas de energía, renovables o no, en baja o en alta tensión, en corriente alterna o corriente continua, en la generación, transmisión o distribución; usado como elemento de protección o de interconexión.

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

La continuidad hace referencia al hecho de que en el SEP debe de garantizar de que la energía producida en los centros de generación sea suministrada de manera ininterrumpida a los centros de consumos esta característica adquiere especial importancia, si se tiene en cuenta que la energía eléctrica, no puede ser almacenada en forma significativa, por lo que una interrupción del suministro tiene repercusiones

directas e inmediatas sobre los procesos que se desarrollan a partir del consumo de energía eléctrica.

El requisito de calidad a que la energía debe ser suministrada en unas determinadas condiciones, con el fin de garantizar que los diferentes equipos conectados a la red van a operar en las condiciones para las que han sido proyectados. Los márgenes de variación admitidos en cada magnitud (valores de onda, frecuencia, equilibrio, contenido en armónicos, etc.) son función de la sensibilidad de la alimentación pero, a nivel general, se puede asegurar que el nivel de exigencia se esta incrementado en los últimos años para todo tipo de instalaciones.

Cuando se produce una falla las magnitudes asociadas al SEP alcanzan valores situados fuera de sus rangos normales de funcionamiento y determinadas áreas del sistema pueden pasar a operar en condiciones desequilibradas, con el riesgo que ello conlleva para los diferentes elementos que lo integran. En caso de no tomar ningún tipo de medida en contra, la falla se propagaría a través de la red y sus efectos se irían extendiendo. Como consecuencia de todo ello, importantes zonas de la red podrían llegar a quedar sin energía eléctrica y la calidad del servicio y del suministro se resentiría incluso en zonas alejadas del punto en que se ha producido la falla.

Tanto por razones tanto técnicas como económicas es imposible evitar que se tengan fallas de manera aleatoria e inesperada, por lo que es necesario dotarlo de los medios adecuados para su tratamiento, Por esta razón el SEP incorporan un sistema de protección que tiene por objetivo minimizar los diferentes tipos de falla que pueden producirse.

La actuación del sistema de protección va encaminada, por tanto a mantener la calidad como la continuidad del servicio, intentando que ambas características se

resientan mínimamente durante un tiempo mínimo. Para ello es necesario que la red sea planificada de manera que permita ofrecer alternativas de operación que posibiliten la adecuada alimentación de todos los puntos de consumo aunque se produzcan fallas que afecten los elementos de la generación, transmisión y distribución.

Aunque una falla puede aparecer en cualquier de los elementos que lo componen, los estudios realizados al efecto ponen de manifiesto que alrededor del 90 % de las fallas se producen en las líneas aéreas, siendo las del tipo fase-tierra las más comunes. Este dato es fácilmente justificable por el hecho de que las líneas aéreas abarcan grandes extensiones de terreno, se encuentran a la intemperie y están sometidas a acciones exteriores que escapan de cualquier tipo de control, mientras que otro tipo de elementos como generadores, transformadores, etc., operan bajo condiciones más fácilmente controlables.

Independientemente del punto en que se produzca la falla, la primera reacción del sistema de protección es la de desconectar el circuito en falla, para impedir que la falla se propague y disminuir el tiempo de permanencia bajo esfuerzos extremos de los equipos más directamente afectados. La desconexión del circuito en falla mediante interruptores automáticos origina un transitorio, que asimismo puede implicar una serie de alteraciones como sobretensiones, descompensación entre generación y consumo con cambio de la frecuencia etc.

Cuando estas consecuencias den origen a condiciones inadmisibles para determinados elementos, el sistema de protección debe actuar en segunda instancia desconectando los circuitos que, aunque no estaban directamente afectados por la falla, se ven alcanzados por sus efectos.

Una vez que la falla y sus efectos han sido neutralizados, se debe proceder a realizar las acciones necesarias para restituir lo más rápidamente posible el sistema a sus condiciones iniciales de funcionamiento.

I.6 SISTEMAS INTERCONECTADOS

Cualquier diagrama básico de el SEP debe de contar con los siguientes elementos, ya que integran al sistema de potencia con sus respectivos transformadores elevadores, también tiene muchas subestaciones reductoras que van instaladas cerca de los diferentes centros de consumo y además una serie de líneas de transmisión que interconectan todo el sistema.

Elementos que integran el sistema eléctrico de potencia: (Figura I.8)

- 1.- Generador
- 2.- Transformador Elevador
- 3.- Barras Colectoras
- 4.- Líneas de Transmisión
- 5.- Transformador Reductor
- 6.- Alimentadores

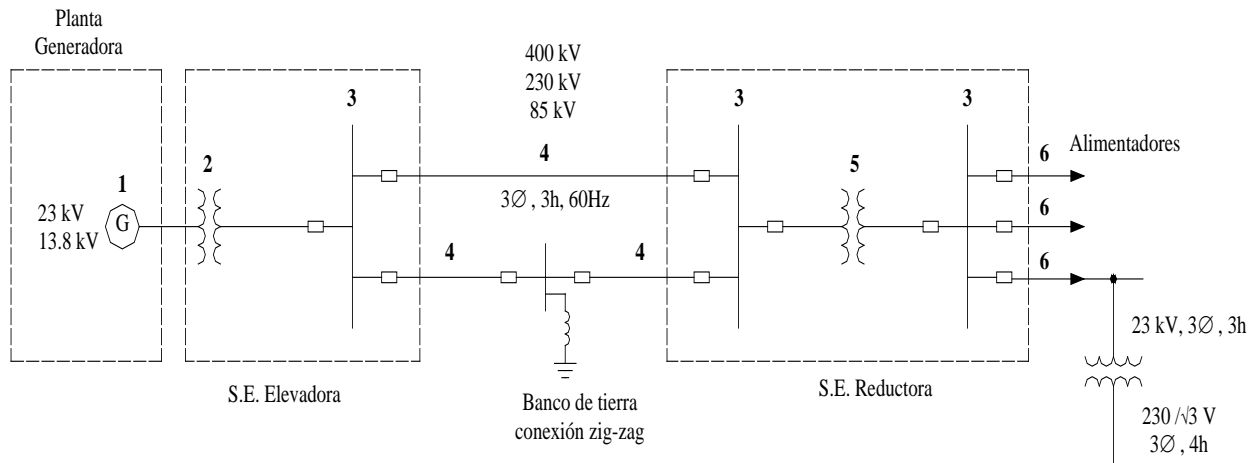


Figura I.8 Sistema Eléctrico de Potencia

Donde:

Sistema de Potencia: Sirve para generar, transformar, transmitir y distribuir la energía eléctrica.

Generador: Transforma la energía mecánica en energía eléctrica para alimentar al sistema.

Transformador Elevador: Su función es elevar el voltaje de generación a un voltaje de transmisión para obtener los beneficios en la línea de transmisión, las cuales son:

- Para una potencia dada, al elevarse el voltaje se reduce la magnitud de la corriente (I) de la carga y debido a esto se reducen las pérdidas por efecto Joule en la Línea de Transmisión las cuales son proporcionales a $J = R I^2$ (W)
- Al reducirse la magnitud de la corriente (I), se reduce también el calibre de los conductores.

- c) Al reducirse las pérdidas por efecto Joule en la Línea de Transmisión (L.T.) se mejora la regulación de voltaje de la línea.
- d) La capacidad de transmisión de potencia de la línea aumenta debido a que es directamente proporcional al cuadrado del voltaje.

$$P. \text{ transmitida en L.T.} = \frac{V^2}{X} \text{ sen } \delta$$

Si la potencia máxima se presenta cuando el ángulo es de 90°:

$$P. \text{ max.} = \frac{V^2}{X}$$

Barras Colectoras: Su función es interconectar todos los elementos del sistema de potencia.

Línea de Transmisión: Tiene como función transportar la energía eléctrica de las plantas generadoras a los centros de consumo y sirven también para interconectar al sistema.

Subestación Reductora: Su función es reducir el voltaje de transmisión a un voltaje de utilización y se encuentra localizada cerca o dentro de los centros de consumo.

Alimentador: Su función es transportar la energía eléctrica de la Subestación Reductora al consumidor o cliente. Si el cliente es de tipo industrial o comercial se alimenta directamente a su subestación para reducir el voltaje de acuerdo a sus necesidades. Si el cliente o consumidor es tipo residencial se utilizan transformadores de distribución para reducir el voltaje a 220.

II.1 ASPECTOS GENERALES

Un transformador es un dispositivo electromagnético formado por dos bobinas enrolladas, empleando para convertir las variaciones de corriente alterna de un voltaje a otro voltaje.

Los transformadores de corriente y los transformadores de potencial son los encargados de alimentar a los relevadores, por lo que es importante analizar su funcionamiento.



Figura II.1
Transformadores de Corriente

II.2 TRANSFORMADOR DE CORRIENTE (TC)

La función del TC es la de reducir la magnitud de la corriente en función de su relación de transformación sin alterar la frecuencia, la forma de onda, ni el ángulo de fase y, aislarla de la alta tensión (uso industrial) para poder alimentar a los relevadores en baja tensión (uso doméstico) y con baja corriente.

El aislamiento es cuando se cubre un elemento del TC con un material que no es conductor de la electricidad, es decir, un material que resiste el paso de la corriente a través de un elemento que recubre y lo mantiene en su trayectoria a lo largo del conductor y esto depende de la tensión a la que se conecta.

Los bornes de los TC los cuales son las terminales de metal en que suelen terminar algunas máquinas y aparatos eléctricos son empleados para su conexión a los hilos conductores, se representan como P_1 P_2 para el devanado primario, y como S_1 S_2 para el devanado secundario. (Figura II.2 Transformador de Corriente)

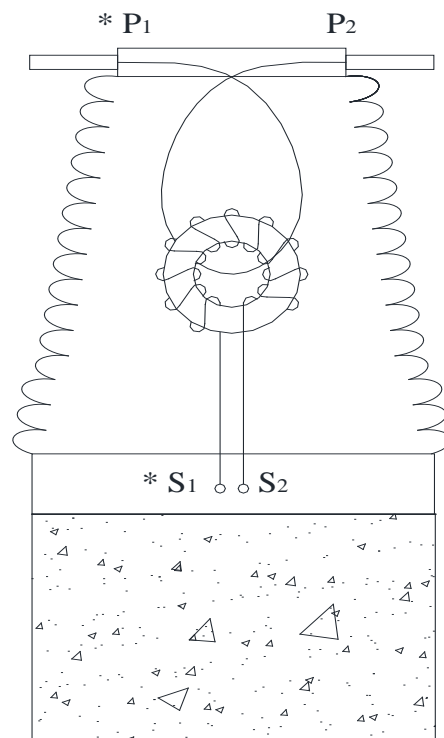


Figura II.2 Transformador de Corriente

Seguidamente se presenta de manera esquemática; el devanado primario representado por medio de una línea recta y, el devanado secundario que se asemeja a la letra "M".



Figura II.3 Diagrama de TC

Símbolo del TC

Marcas de polaridad: indican los sentidos relativos de las corrientes primarias (I_p) y corriente secundaria (I_s) durante un medio ciclo (180°).

Interpretación de las marcas de polaridad: (Figura II.4).

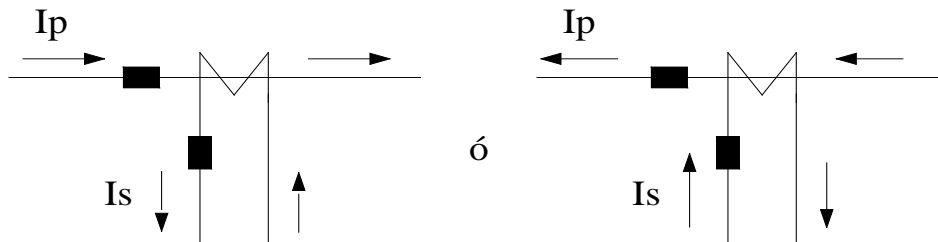


Figura II.4 Marcas de Polaridad

“Si la corriente primaria (I_p) entra por marca de polaridad, la corriente inducida en el secundario sale por marca de polaridad. Si la corriente primaria sale por marca de polaridad, la corriente inducida en el secundario entra por marca de polaridad”.

Para obtener la relación de transformación (K_{TC}): se da en función de la corriente nominal primaria (I_{NP}) y la corriente nominal secundaria (i_{NS}), como se indica a continuación.

$$K_{TC} = \frac{I_{NP}}{i_{NS}}$$

Donde: K_{TC} = Relación de transformación

I_{NP} = Corriente nominal del devanado primario.

i_{NS} = Corriente nominal del devanado secundario.

La corriente nominal secundaria está normalizada a 5 A.

Ejemplo de relación de transformación: 600: 5 y, 400: 5

Se tiene un transformador de corriente con relación de 600:5 y la corriente en el devanado primario es de 300 Amperes.

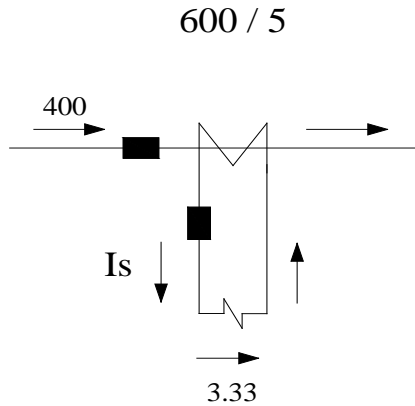
Si circulan en el primario $I_p = 300$ A y la relación es $KTC=600/5 = 120$, la corriente secundaria es:

$$i_s = I_p / KTC = 300 / 120 = 2.5 \text{ amp}$$

Este es el valor de la corriente que está circulando por el devanado secundario.

Ejemplos de cálculo de corrientes secundarias y determinación del sentido de las mismas considerando la Figura II.5.

Cálculos:



$$K_{TC} = \frac{I_{NP}}{i_{NS}} = \frac{600}{5} = 120$$

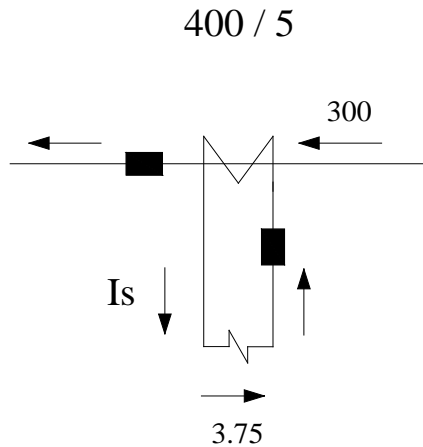
$$k_{TC} = \frac{I_P}{i_S}$$

$$I_S = \frac{I_P}{k_{TC}} = \frac{400}{120} = 3.33 \text{ A}$$

Figura II.5 Ejemplos de relación de transformación 600/5, 400/5)

Si la corriente primaria está entrando al devanado primario del TC por marca de Polaridad, la corriente inducida en el secundario debe estar saliendo del devanado por marca de polaridad.

Cálculos:



$$K_{TC} = \frac{I_{NP}}{i_{NS}} = \frac{400}{5} = 80$$

$$k_{TC} = \frac{I_P}{I_S}$$

$$I_S = \frac{I_P}{k_{TC}} = \frac{300}{80} = 3.75 \text{ A}$$

Figura II.6 Ejemplos de relación de transformación 600/5, 400/5)

Ejemplo de relación de 800/5 de transformador de corriente considerando dos M en ambos extremos, el flujo de corrientes, e interruptores como se indica en la Figura II.7.

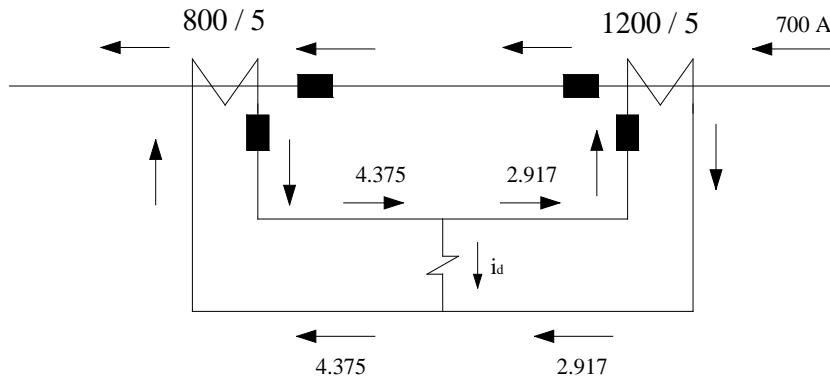


Figura II.7 Transformador de corriente con relación de 800/5

Cálculos:

$$k_{TC} = \frac{I_{NP}}{i_{NS}} = \frac{800}{5} = 160$$

$$k_{TC} = \frac{I_{NP}}{i_{NS}} = \frac{1200}{5} = 240$$

$$k_{TC} = \frac{I_P}{I_S} \therefore i_{S1} = \frac{I_P}{k_{TC}} = \frac{700}{160} = 4.375 \text{ A}$$

$$k_{TC} = \frac{I_P}{i_S} \therefore i_{S2} = \frac{I_P}{k_{TC}} = \frac{700}{240} = 2.917 \text{ A}$$

$$i_d = i_{S1} - i_{S2}$$

$$i_d = 4.375 - 2.917 = 1.458 \text{ A}$$

A continuación se presentan los cálculos para obtener la corriente total de TC normalizado a 250 y 300 A

Cálculos:

$$k_{TC} = \frac{I_{NP}}{i_{NS}} = \frac{250}{5} = 50$$

$$k_{TC} = \frac{I_{NP}}{I_{NS}} = \frac{300}{5} = 60$$

$$k_{TC} = \frac{I_P}{i_s} \therefore i_{s1} = \frac{I_P}{k_{TC}} = \frac{200}{50} = 4 \text{ A}$$

$$k_{TC} = \frac{I_P}{i_s} \therefore i_s = \frac{I_P}{k_{TC}} = \frac{200}{60} = 3.333 \text{ A}$$

Seguidamente se presenta de forma tabular las relaciones existentes de corriente primaria con respecto a la corriente secundaria.

RELACIONES DE TRANSFORMACIÓN NORMALIZADAS PARA TC

RELACIONES DE TRANSFORMACIÓN		
5:5	150: 5	1500: 5
10: 5	200: 5	1600: 5
15: 5	250: 5	2000: 5
20: 5	300: 5	3000: 5
25: 5	400: 5	4000: 5
30: 5	500: 5	5000: 5
40: 5	600: 5	6000: 5
50: 5	800: 5	8000: 5
75: 5	1000: 5	12000: 5
100: 5	1200: 5	

Tabla II.1 Tabla de transformación normalizada

II.3 CONEXIONES DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.

En los sistemas de potencia trifásicos se conectan los primarios de los TC en serie con el circuito de AT y los devanados secundarios se conectan generalmente en estrella (Y) (Figura II.8) para poder suministrar a los relevadores las corrientes de fase i_a , i_b , i_c y $3i_0$.

En algunos casos es necesario conectarlos en delta (Δ) (Figura II.9) como en el caso de protecciones diferenciales de transformador, si el devanado del transformador de potencia esta en delta los TC se conectan en estrella, y si el devanado del transformador está conectado en Y los TC se conectan en Δ con el fin de compensar el desfaseamiento angular

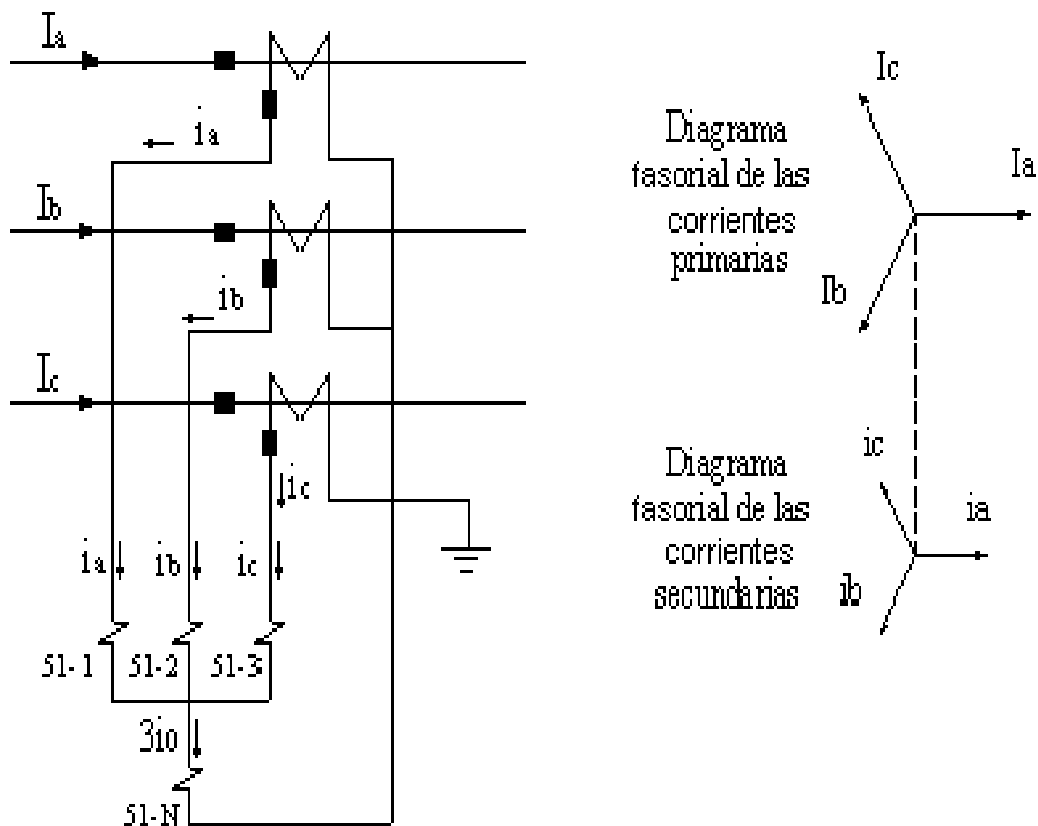


Figura II.8 Conexión de TC en estrella y diagrama fasorial

En una falla monofásica la i_0 es una sola en el secundario y circula dentro de la delta. Por regularidad se aterriza la conexión de los relevadores para estar al mismo potencial.

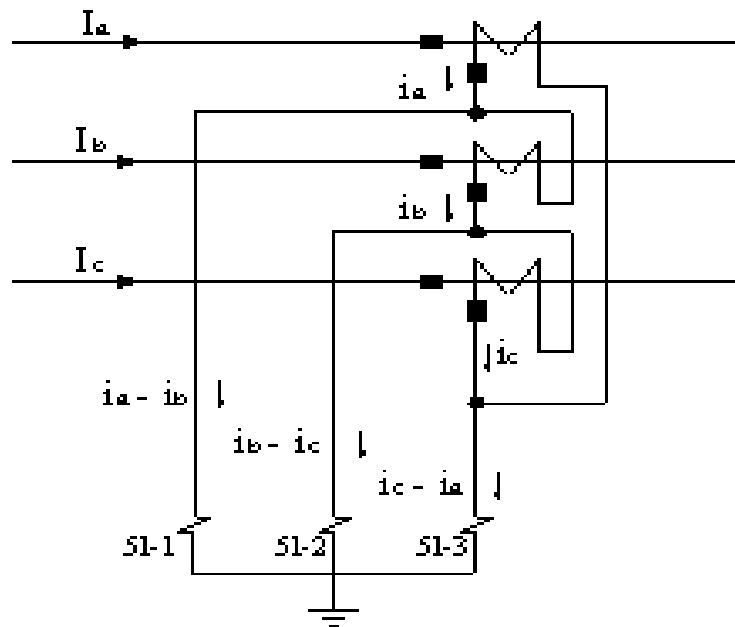


Figura II.9 Conexión de TC en Delta

En base a la Figura II.9 se determinan las corrientes que circulan por los relevadores considerando a los fasores de las corrientes secundarias con una magnitud k en un sistema trifásico balanceado; por lo que:

$$i_a = k \angle 0^\circ = k [1 + j0]$$

$$i_b = k \angle 240^\circ = k \angle -120^\circ = k \left[-\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2} \right]$$

$$i_c = k \angle 120^\circ = k \left[-\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \right]$$

La magnitud de la corriente que entra o circula por el relevador se calcula de la siguiente manera:

$$i_{51-1} = i_a - i_b = k \left[(1 + j0) - \left(-\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2} \right) \right] = k \left(\frac{3}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \right)$$

$$i_a - i_b = k \sqrt{\left(\frac{3}{2} \right)^2 + \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \right)^2} = k \sqrt{\frac{9}{4} + \frac{3}{4}} = k \sqrt{\frac{12}{4}} = k \sqrt{3}$$

$$\theta = \operatorname{tg}^{-1} \frac{\frac{\sqrt{3}}{2}}{\frac{3}{2}} = \operatorname{tg}^{-1} \frac{\sqrt{3}}{3} = \operatorname{tg}^{-1} \frac{\sqrt{3}\sqrt{3}}{3\sqrt{3}} = \operatorname{tg}^{-1} \frac{3}{3\sqrt{3}} = \operatorname{tg}^{-1} \frac{1}{\sqrt{3}}$$

$$\theta = 30^\circ$$

$$i_a - i_b = \sqrt{3} k \angle 30^\circ$$

La magnitud de la corriente que entra o circula por el relevador es determinada por:

$$i_{51-2} = i_b - i_c$$

$$i_b - i_c = k \left[\left(-\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2} \right) - \left(-\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \right) \right]$$

$$i_b - i_c = k (-j\sqrt{3})$$

$$i_b - i_c = k \sqrt{(0)^2 - (\sqrt{3})^2} = k \sqrt{3}$$

$$\theta = \operatorname{tg}^{-1} \frac{\sqrt{3}}{0} = \operatorname{tg}^{-1} \infty = -90^\circ$$

$$i_b - i_c = \sqrt{3} k \angle -90^\circ$$

Seguidamente se presenta en forma esquemática la conexión de TC en Delta 30° atrasado y sus corrientes.

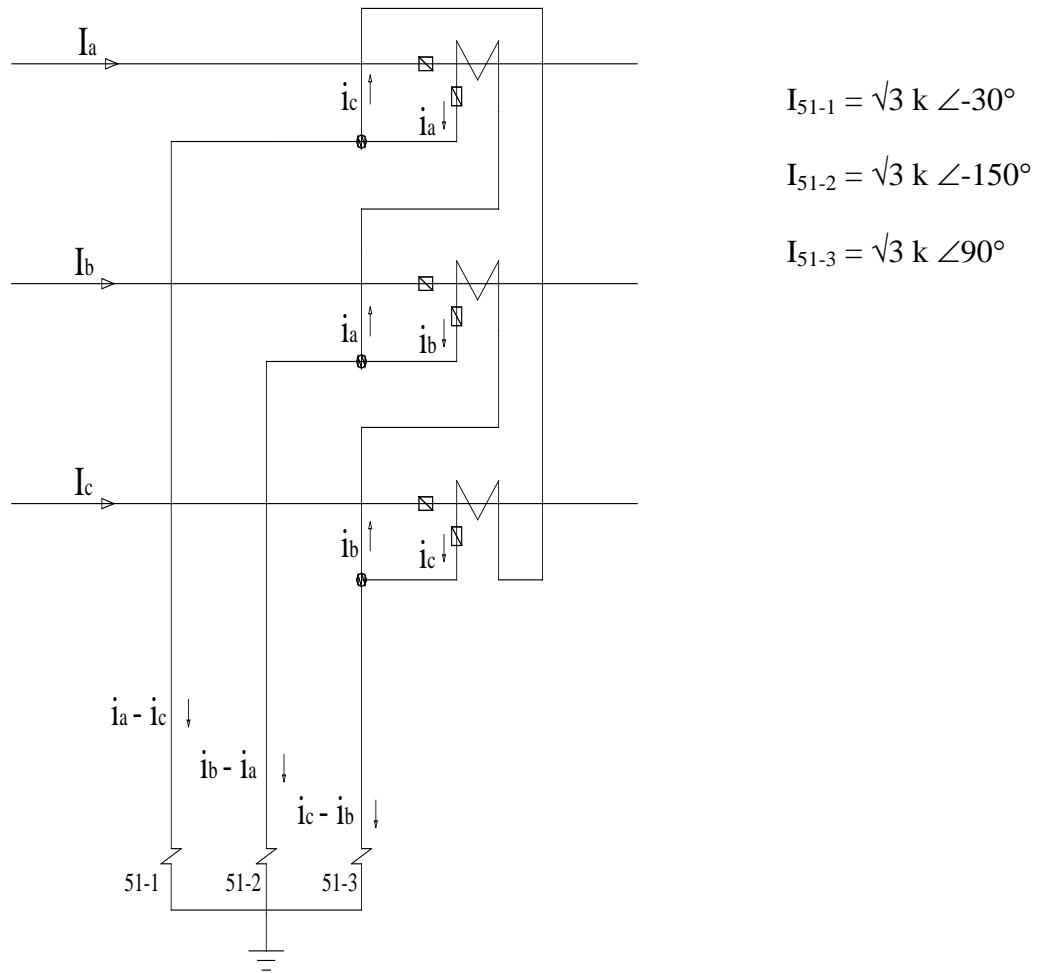


Figura II.11 Conexión de TC en delta 30° atrasado

La Figura II.12 representa geoméricamente las corrientes fasoriales del TC

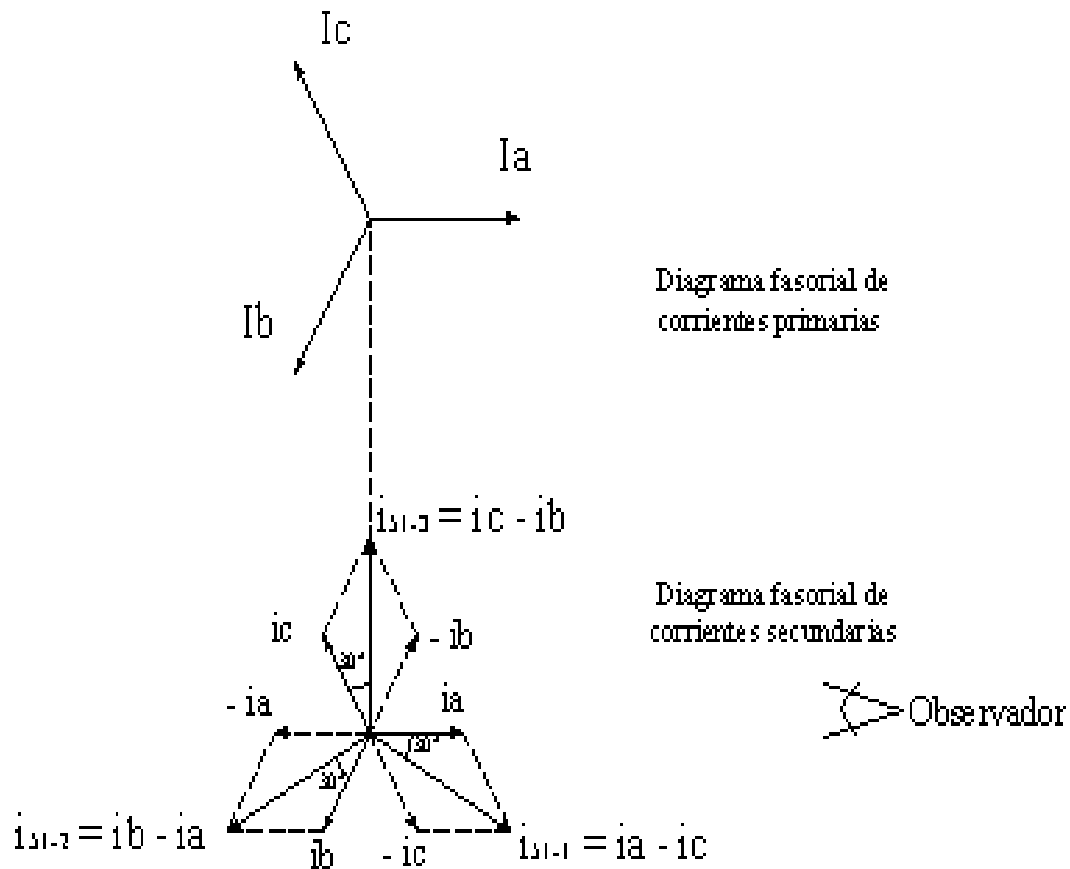


Figura II.12 Diagrama fasorial de corrientes primarias y secundarias

II.4 CLASIFICACION DE LOS TRANSFORMADORES

Los transformadores de corriente y los transformadores de potencia se clasifican según su utilización, ya sea industrial o doméstico.

II.4.1 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Estos se clasifican en:

- 1.-TC PARA MEDICIÓN: El fabricante por diseño satura con 2 veces su corriente nominal para el uso que se le de, ya sea para su uso industrial o domestico, con

lo cual evita que no se abra el interruptor de protección cuando este a plena carga.

2.-TC PARA PROTECCIÓN: El fabricante por diseño satura con 20 veces su corriente nominal para el uso al que se le destine, evitando con esto que no se abra el interruptor de protección cuando este a plena carga.

Cuando se presentan fallas del transformador la corriente nominal (I_N) se incrementa varias veces por eso los TC de protección se saturan con 20 veces la I_N y para que pueda actuar la protección. Los TC de medición se deben saturar con baja corriente para que en caso de falla de la corriente de cortocircuito no llegue a los instrumentos de medición. La característica de saturación depende del material del núcleo.

II.4.2 LOS TC POR SU CONSTRUCCIÓN

La figura II.13 muestra la construcción en forma esquemática de un TC tipo devanado. Es una unidad independiente. Su error es de 5% ó menor

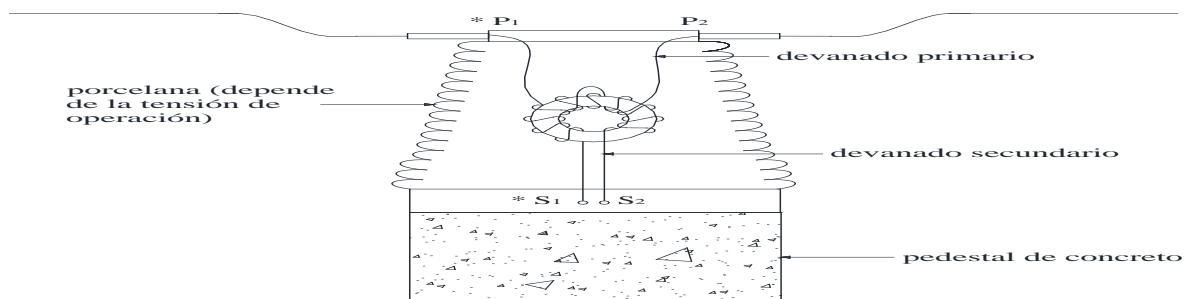


Figura II.13 TC tipo devanado

Su correspondiente diagrama eléctrico está representado en la Figura II.14, donde los primeros cuatro devanados esta alejados de la polaridad y siguientes seis devanados están interconectados con los devanados primarios alejados de la polaridad.

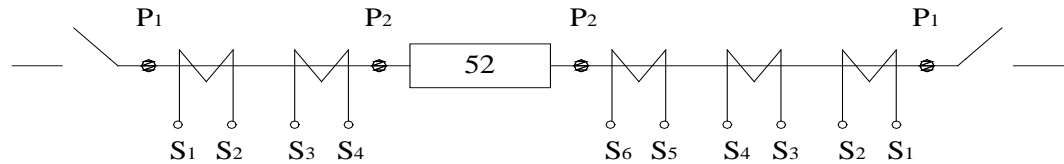


Figura II.14 Diagrama eléctrico.

Transformador de corriente Tipo Boquilla (BUSHING): En este caso los devanados primarios de estos TC, son las mismas terminales del transformador de potencia o del interruptor de potencia. Se acepta un error de medición de hasta 10 % en este tipo de TC.

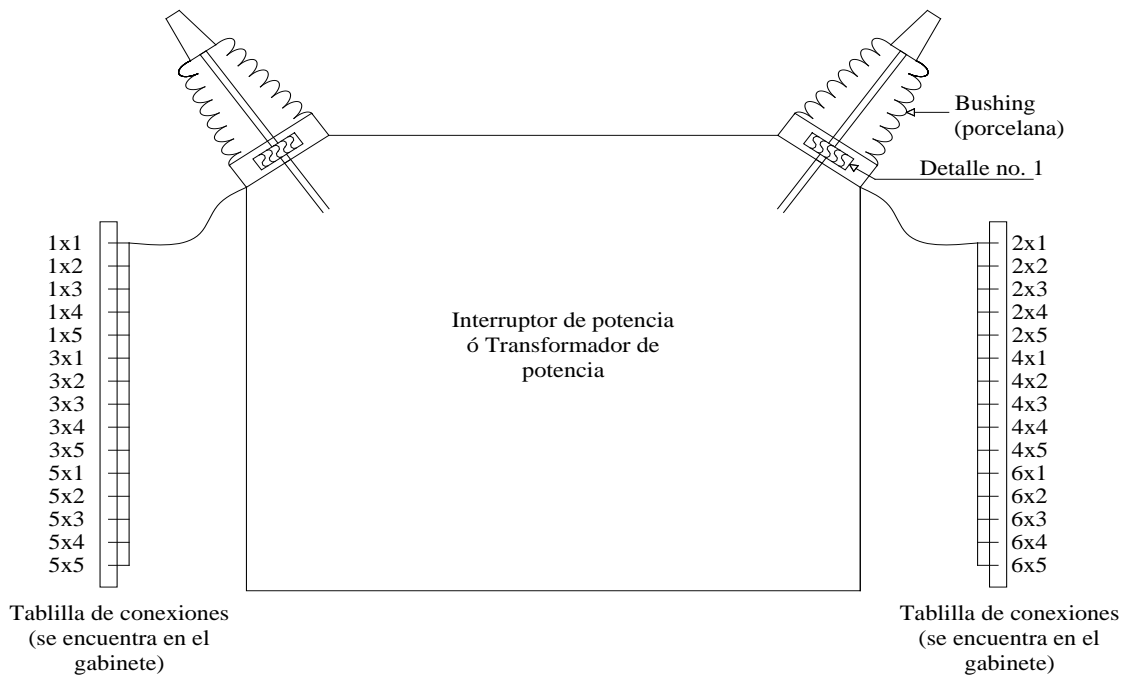


Figura II.15 TC tipo Boquilla

Su núcleo presenta el cuerpo geométrico de un toroide, con relación múltiple de transformación de cinco. Figura II.16

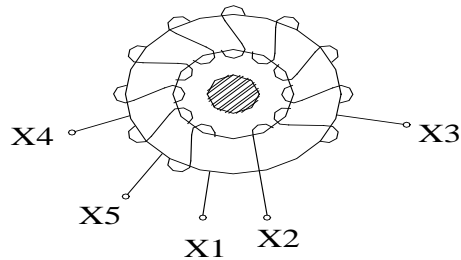


Figura II.16 Núcleo del TC

Ejemplo de análisis de un TC de relación múltiple donde existe una relación de transformación de 1200:5

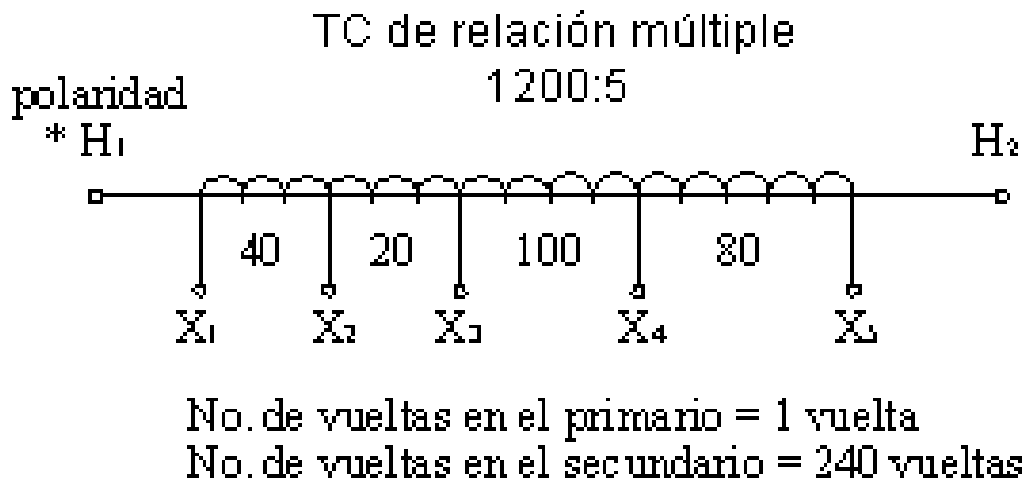


Figura II.17 TC de relación múltiple

En el devanado de Baja Tensión, la terminal de índice menor será el de polaridad.

Relación de vueltas: $\frac{N_p}{N_s} = \frac{1}{240}$

Se sabe que:

Para un TP:

$$\frac{V_p}{N_p} = \frac{V_s}{N_s}$$

$$\frac{V_p}{V_s} = \frac{N_p}{N_s}$$

Para un TC:

$$N_p I_p = N_s i_s$$

$$\frac{I_p}{i_s} = \frac{N_s}{N_p}$$

Por lo tanto, para el T. C. de relación múltiple mostrado en la figura anterior y considerando el devanado secundario completo (terminales X1 y X5):

$$K_{TC} = \frac{I_p}{i_s} = \frac{N_s}{N_p} = \frac{240}{1} = 1200 : 5 \text{ A}$$

Ahora, si se toman las terminales X₄ y X₅ se tiene:

$$I_p = i_s k_{TC} = (5) (80) = 400 \text{ A}$$

$$\therefore k_{TC} (X_4 X_5) = 400:5 \text{ A}$$

Ahora, si se toman las terminales X₃ y X₄ se tiene:

$$I_p = i_s k_{TC} = (5) (100) = 500 \text{ A}$$

$$\therefore k_{TC} (X_3 X_4) = 500:5 \text{ A}$$

Ejemplo de conexión en estrella para TC tipo bushing usando la relación 400:5 (Figura II.18)

El diagrama correspondiente es el siguiente::

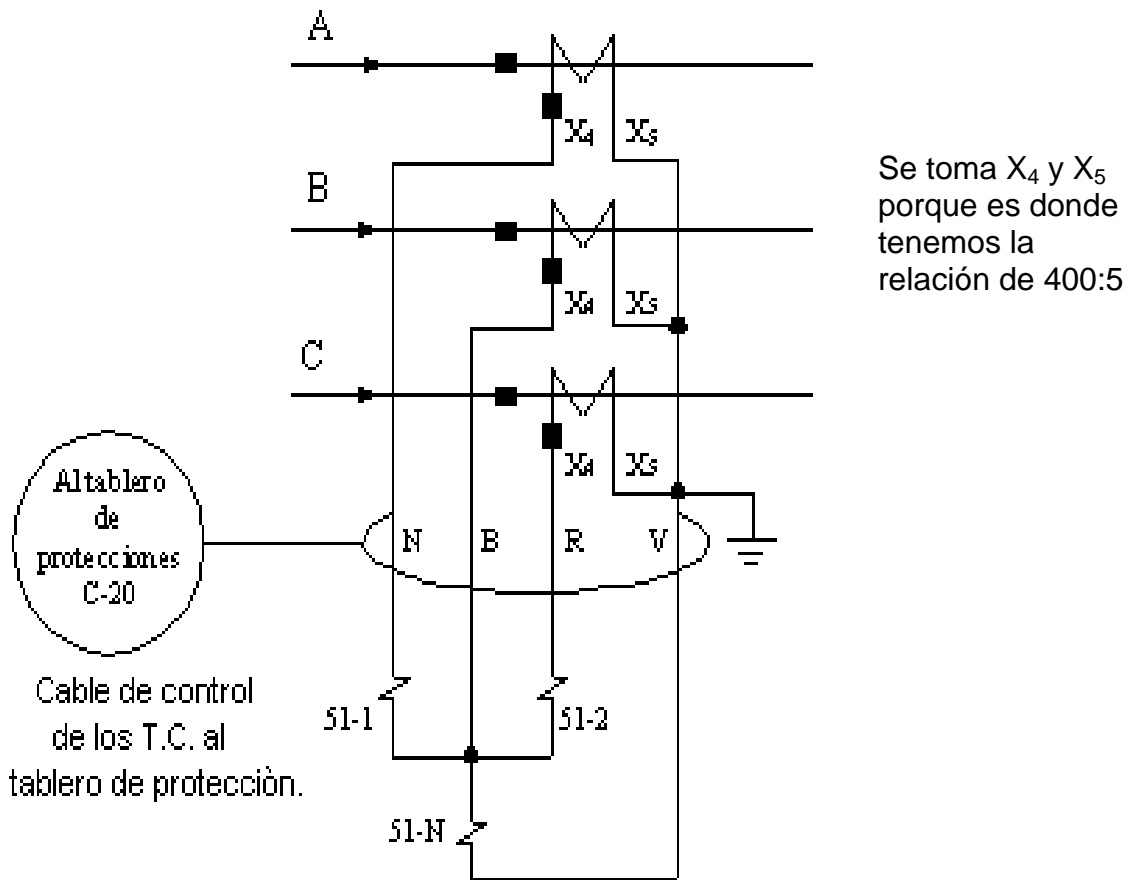
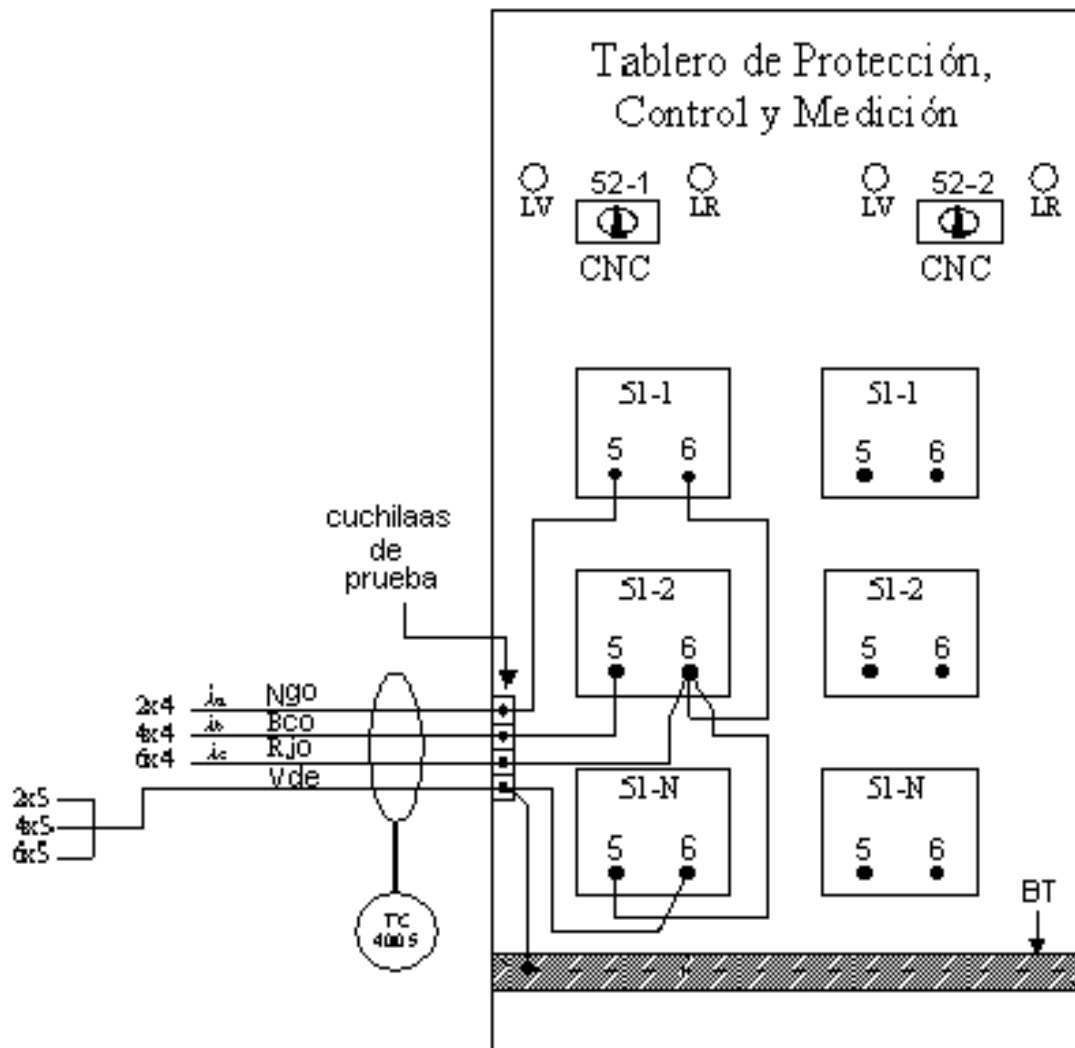


Figura II.18 TC tipo bushing usando la relación 400:5

Ejemplo de la conexión en el tablero de protección, control, y medición es de la siguiente forma:



BT = Barra de conexión a tierra (solera de cobre)

Figura II.19 Tablero de Protección, Control y Medición

Conexión de los secundarios de TC tipo devanado en estrella:

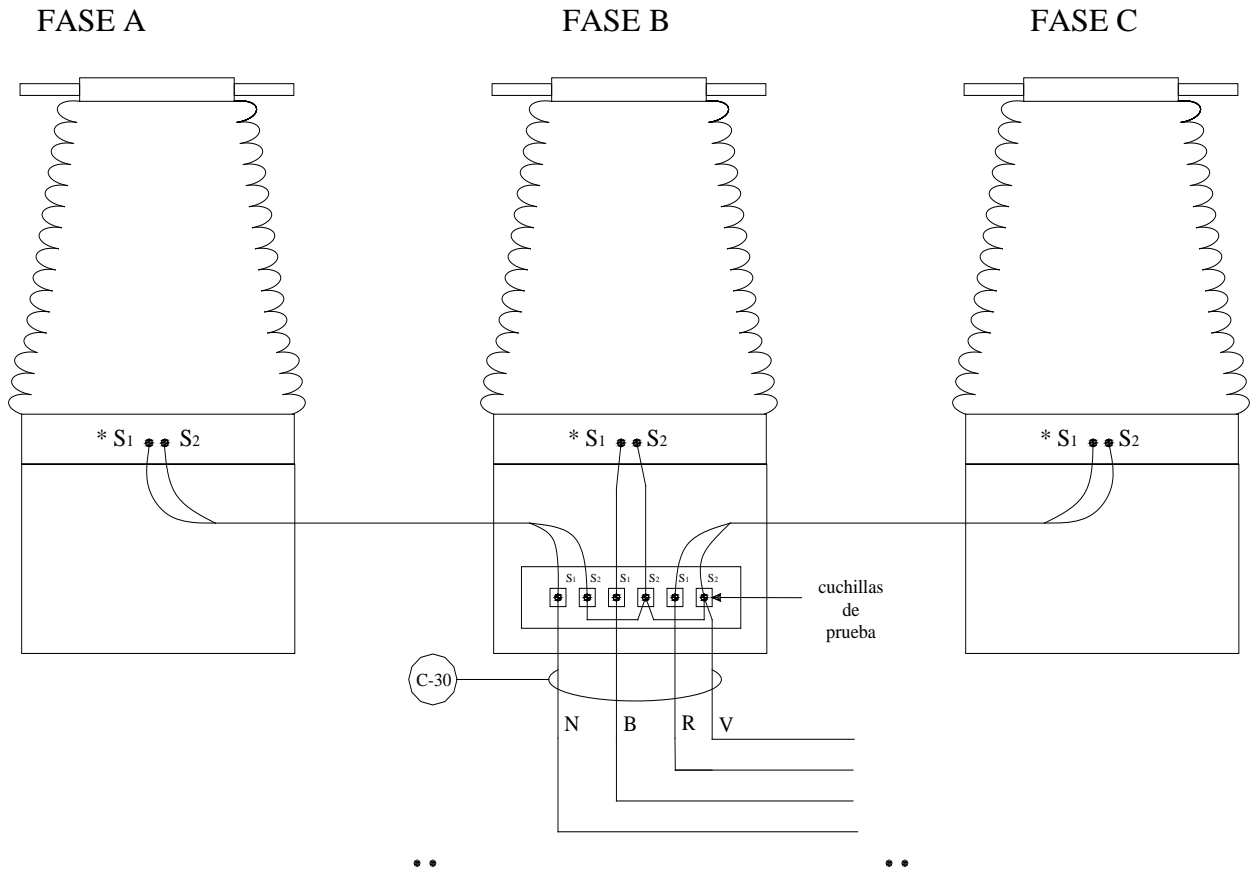


Figura II.20 Conexión de los secundarios de TC tipo devanado en estrella:

NOTA:

.....

Los devanados secundarios de los TC nunca deben permanecer abiertos, los secundarios que no se utilicen deben dejarse en Cortocircuito.

Si se deja abierto el secundario, solo actúa el flujo primario (ϕ_p), no hay un flujo secundario que se oponga o contrarreste al flujo primario y por lo tanto el voltaje inducido en el devanado secundario será alto y peligroso.

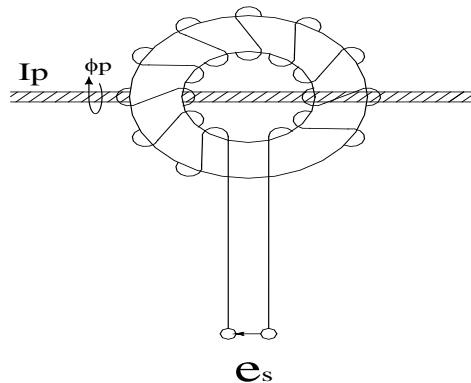


Figura II.21 TC en corto circuito

II.5 CLASIFICACIÓN DE TC PARA PROTECCIÓN

Los TC para protección se clasifican mediante dos símbolos: una letra y el voltaje de clase, los cuales definen las características del TC. Las letras de designación pueden ser "C" ó "T":

La letra "C" indica que la relación de transformación puede ser calculada.

La letra "T" indica que la relación debe ser determinada mediante pruebas.

La clasificación "C" cubre los TC tipo dona o boquilla con el devanado secundario uniformemente distribuido o cualquier otro transformador en el cual el flujo de dispersión en el núcleo tiene un efecto despreciable sobre el error de relación, dentro de los límites de corriente y carga establecidos por la Norma.

Los clasificados “T” cubren la mayoría de los “TC” tipo devanado y cualquier otro transformador en los cuales el flujo de dispersión afecta la relación de transformación en forma apreciable.

II.5.1 VOLTAJE DE CLASE.

El voltaje en las terminales del secundario o voltaje de clase es el voltaje que el transformador entregara a una carga normalizada con 20 veces la corriente nominal secundaria sin exceder el 10% de error de relación.

CLASIFICACION DE TC DE PROTECCION		
Clasificación de la precisión	Voltaje secundario (V)	Carga normalizada (Ω)
C10 T10	10	B 0.1
C20 T20	20	B 0.2
C50 T50	50	B 0.5
C100 T100	100	B 1.0
C200 T200	200	B 2.0
C400 T400	400	B 4.0

Tabla II.2 Clasificación de TC de Protección

La carga normalizada es la carga máxima sin rebasar los rangos de protección

Designación	Carga Nominal VA	Características de cargas nominales			
		FP	R (Ω)	L (Ω)	Z (Ω)
B 0.1	2.5	0.9	0.09	0.116	0.1
B 0.2	5	0.9	0.18	0.232	0.2
B 0.5	12.5	0.9	0.45	0.580	0.5
B 1.0	25	0.5	0.5	2.3	1.0
B 2.0	50	0.5	1.0	4.6	2.0
B 4.0	100	0.5	2.0	9.2	4.0
B8.0	200	0.5	4.2	18.4	8.0

Tabla II.2 Características del Burden (carga)

$$Z = R + jX_L \quad X_L = 2 \pi f L$$

Ejemplo:

Teniendo un TC C200

Si la tensión secundaria del TC es: $V_{\text{sec. del TC}} = Z i$

Si $Z = 2.0 \Omega$

$i = 20 i_S = 20 \times 5$ (20 veces la corriente nominal de 5 amp.)

$$V_{\text{SEC}} = Z i = 2.0 \times 20 \times 5 = 200 \text{ V}$$

NOTA: El TC tipo boquilla es multirelaciones.

El TC tipo devanado tiene generalmente una sola relación.

Ejercicio: Se tiene un TC multirelaciones 600:5, determinar la relación que se está utilizando cuando se conectan las terminales secundarias X1 X3 y en otro caso X4 X5. (Figura II.21)

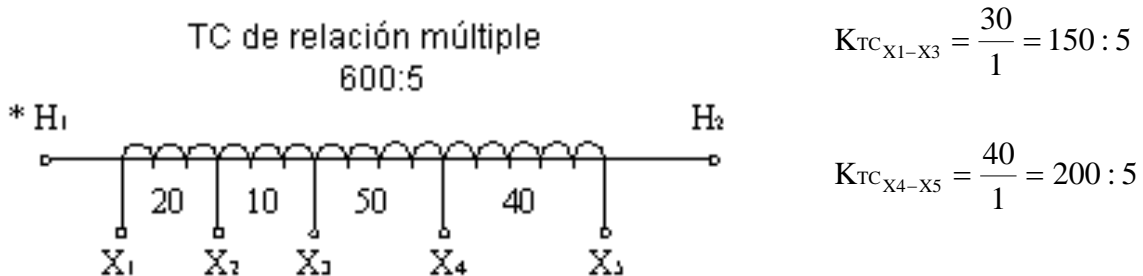


Figura II.21 Ejemplo TC multirelaciones 600:5,

II.6 TRANSFORMADORES DE POTENCIAL (TP)

Así como es necesario el uso de TC, también es necesario emplear TP para ciertos relevadores que operan con magnitudes de voltaje. El devanado primario del TP

se conecta a las terminales del circuito donde el voltaje va a ser medido y el devanado secundario suministra un voltaje proporcional al voltaje primario en función de su relación de transformación con un ángulo de fase entre ellos cercano a cero.

La Norma Oficial Mexicana NOM-002-SEDE-1999 define al TP como el transformador diseñado para suministrar la tensión adecuada a los instrumentos de medición y/o aparatos de protección, en el cual la tensión secundaria en las condiciones normales de uso es proporcional a la tensión primaria desfasada respecto a ella un ángulo cercano a cero.

II.6.1 RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN

Está en función del voltaje nominal primario y el voltaje nominal secundario, este último es normalmente de $120/\sqrt{3}$ V para protección y $200/\sqrt{3}$ V para medición.

Relación de transformación:

$$K_{TP} = \frac{V_{NP}}{V_{NS}} \quad \text{ó} \quad a = \frac{V_{NP}}{V_{NS}}$$

En el arreglo de doble barra con amarre utilizado para 230 kV ó 85 kV, normalmente se utiliza un juego de TP por barra. (Figura II.22)

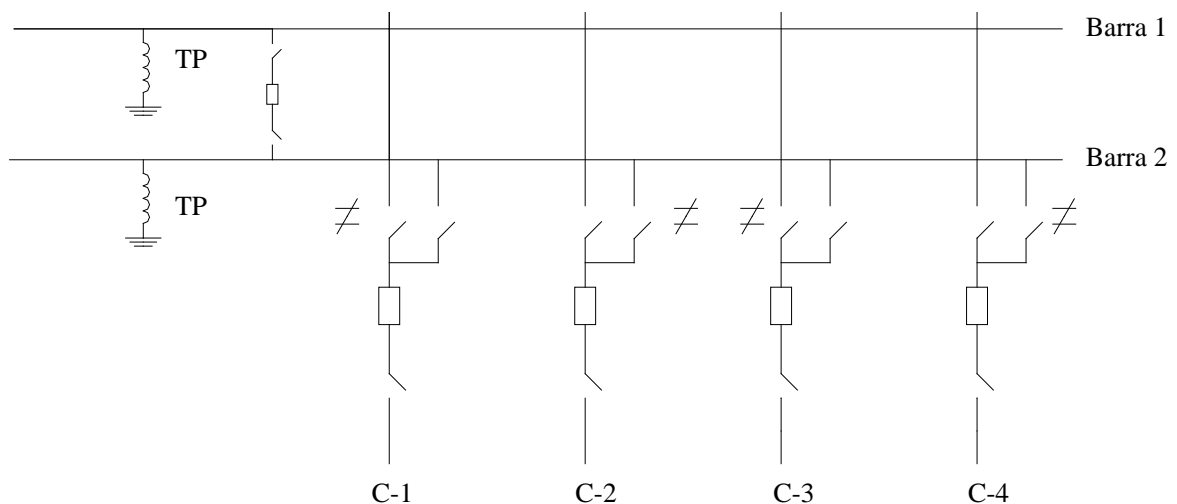


Figura II.22 Arreglo de doble barra

Aquí se muestra este tipo de arreglo, donde el circuito no. 1 está conectado a la barra 1, el circuito no. 2 está a la barra 2, el circuito no. 3 está a la barra 1 y el circuito no. 4 está a la barra 2, esto en condiciones normales de operación.

En 400 kV se usa generalmente un juego de TP por circuito.

II.6.2 CONEXIÓN EN ESTRELLA DE TP.

El devanado primario se conecta en estrella para poder tener voltaje de fase a neutro y de esta manera en el secundario se puedan reflejar los voltajes de secuencia cero

Conexión de TP en un sistema trifásico

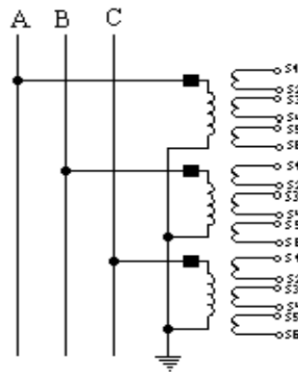


Figura II.23 Conexión de TP en un sistema trifásico

Cada TP tiene 3 devanados secundarios:

- 1°.- Para protección
- 2°.- Para medición
- 3°.- Para protección de fallas a tierra con 3Vo.

Conexión de los devanados secundarios. (Figura II.24)

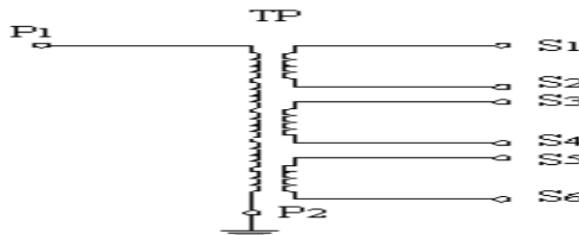
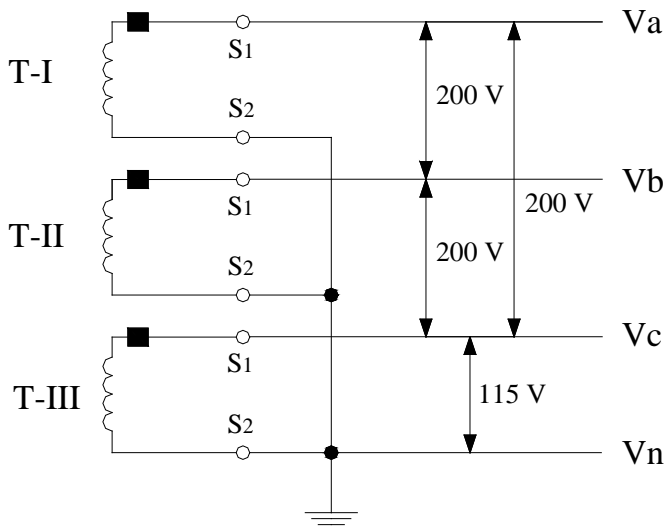


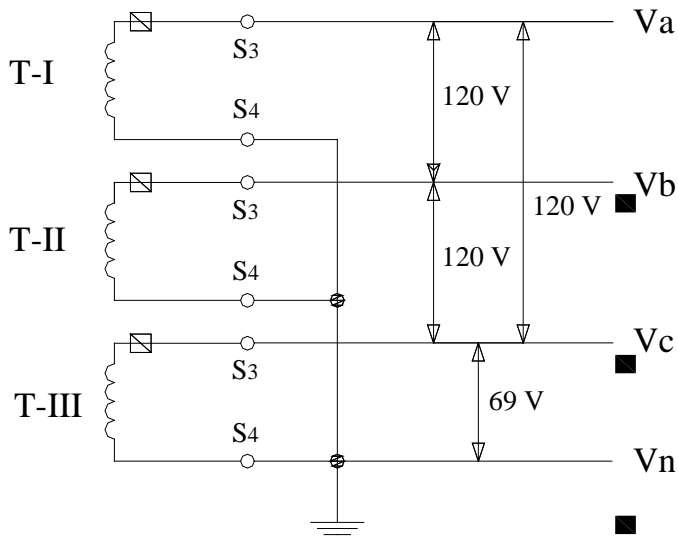
Figura II.24 Conexión devanados secundarios



Primer secundario:

Secundario en estrella para polarizar las bobinas de potencial de los instrumentos de medición. (Figura II.25)

Figura II.25 Secundario en estrella.



Segundo secundario:

Secundario en estrella para polarizar las bobinas de potencial de los relevadores de protección. (Figura II.26).

$$V_s = 120 / \sqrt{3} \text{ Volts}$$

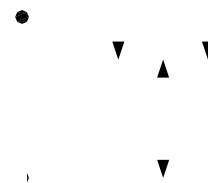
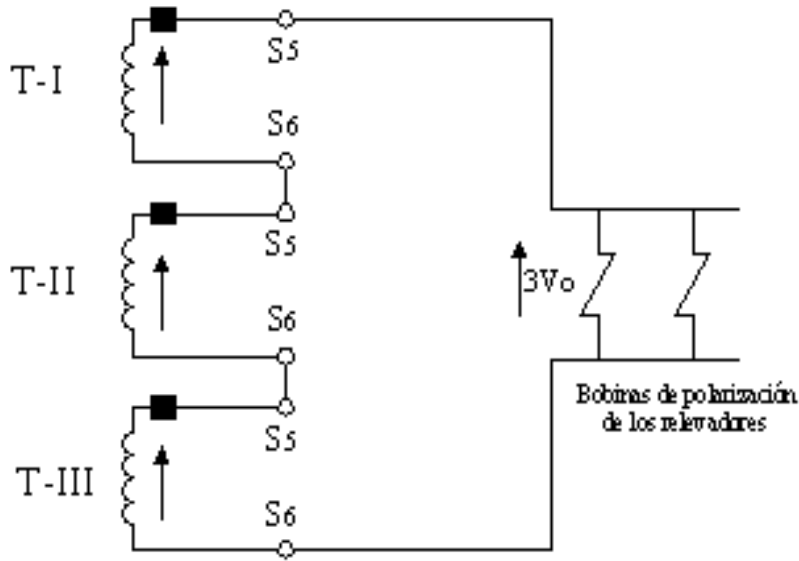


Figura II.26 Secundario en estrella 120 / $\sqrt{3}$ Volts



Tercer secundario:

Conexión en Delta
(Figura II.27)

Secundario en delta
quebrada para polarizar las
bobinas de potencial de los
relevadores que detectan
fallas a tierra con 3Vo.

Figura II.27 Conexión en Delta quebrada o delta rota.

II.7 CLASES DE PRECISION.

Las clases de precisión normalizadas para TP son: 0.3, 0.6 y 1.2 La designación corresponde al máximo error admisible expresado en % que el transformador puede introducir en la medición de potencial operando con su tensión nominal primaria y a su frecuencia nominal.

La clase de precisión especificada debe asociarse con una o varias cargas nominales de precisión.

Carga nominal de precisión VA	Designación equivalente	FP	Características de la carga					
			Secundario 115 V			Secundario 69 V		
			R (Ω)	X (Ω)	I (A)	R (Ω)	X (Ω)	I (A)
12.5	W	0.1	115.2	1146.20	0.104	38.4	38.2	0.18
2.5	X	0.7	403.2	411.26	0.208	134.4	137.08	0.36
75	Y	0.85	163.2	100.99	0.425	54.4	13.66	1.082
200	Z	0.85	61.2	37.87	1.67	20.4	12.62	2.856
400	ZZ	0.85	30.6	18.94	3.33	10.2	6.31	5.362

Tabla II.3 Cargas nominales de precisión para TP

III.1 PROTECCIÓN CON RELEVADORES.

Es una de las diversas características del diseño de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), relacionado con la disminución al daño del equipo y las interrupciones al servicio cuando ocurren fallas eléctricas.

III.2 FALLAS ELÉCTRICAS.

Estas pueden ser, fundamentalmente:

✎ CORTOCIRCUITO

Monofásico: $\emptyset T$

Bifásico: $\emptyset\emptyset$ ó $2\emptyset T$

Trifásico: $3\emptyset$ ó $3\emptyset T$ → Cortocircuito balanceado

✎ Sobre voltaje

Bajo voltaje

✎ Sobre frecuencia

Baja frecuencia perdida de sincronismo en generadores
(Figura III.1)

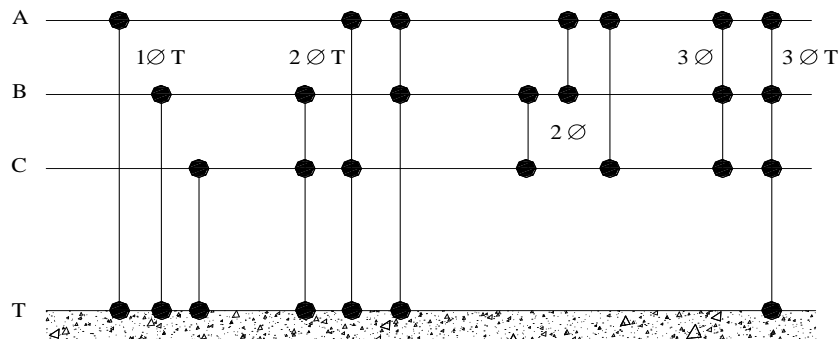


Figura III.1 Fallas eléctricas

Dentro de límites económicos, un SEP debe diseñarse de tal manera que pueda estar adecuadamente protegido. La función de la protección es originar el retiro rápido del servicio (dejar fuera de servicio) de cualquier elemento de un SEP (Figura III.2). Cuando éste sufre un cortocircuito o empieza a funcionar en forma anormal originando daño o interfiriendo con el funcionamiento eficaz del resto del sistema.

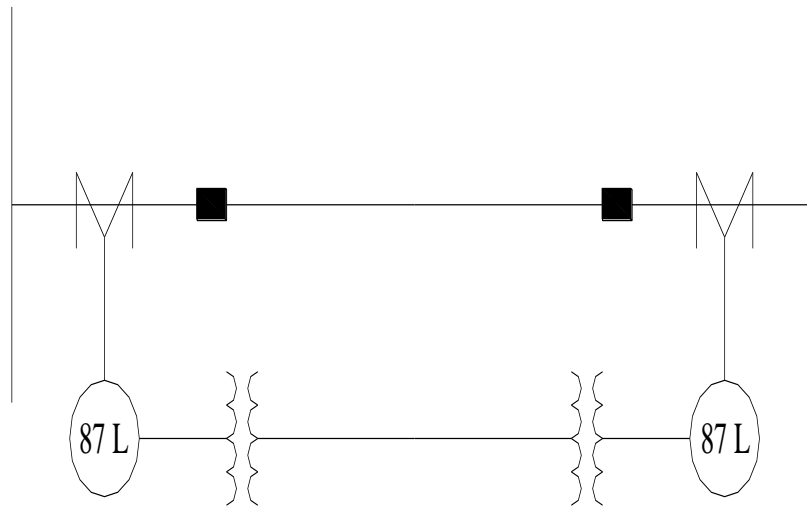


Figura III.2 Diagrama de SEP en corto circuito

Los relevadores actúan sobre interruptores, los cuales son los que desconectan el elemento defectuoso cuando reciben la señal de disparo de dichos relevadores, los interruptores están localizados de tal manera que cada uno de los elementos del sistema pueden desconectarse por completo del resto del sistema (87= relevador diferencial)

Los interruptores deben tener la capacidad suficiente para que puedan conducir momentáneamente e interrumpir la máxima corriente de cortocircuito que pueda fluir a través de ellos. (Figura III.3)

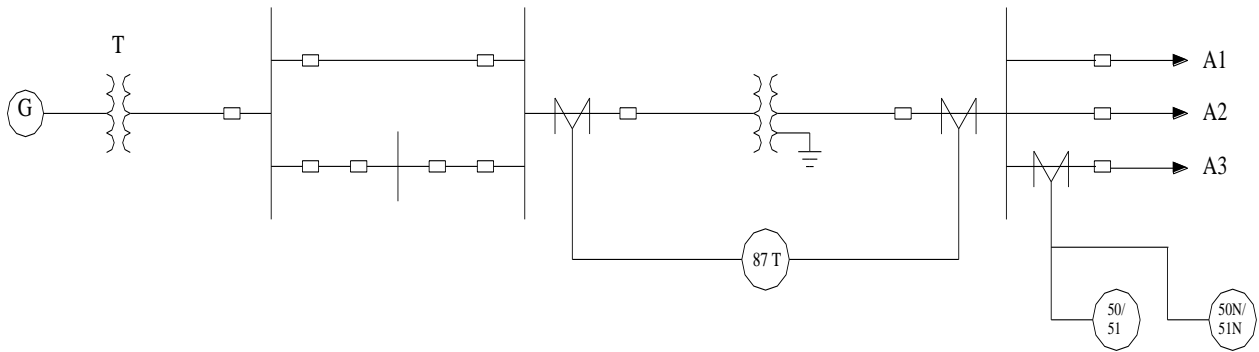


Figura III.3 Interruptores interconectados a los relevadores.

Los elementos del sistema de potencia generalmente tienen dos equipos de protección:

1.- PROTECCIÓN PRIMARIA (PP)

La protección primaria es la que debe operar siempre que ocurra una falla en el circuito que está protegiendo.

Tiempo de operación: se utilizan relevadores de alta velocidad (1/2 – 3 ciclos)

En el sistema de 60 Hz (60 ciclos por segundo), se tiene:

- 60 ciclos = 1000 ms (milisegundos)
- 6 ciclos = 100 ms Los interruptores de 400kV abren en 2 ciclos
- 3 ciclos = 50 ms
- 1 ciclo = 16.6 ms

Las protecciones primarias deben conectarse de manera que queden traslapadas.

2.- PROTECCIÓN DE RESPALDO (PR)

Debe operar únicamente si la protección primaria falla o se encuentra fuera de servicio por mantenimiento. Se utilizan relevadores con retardo intencionado en la operación, con el fin de poder coordinar la operación de los interruptores relacionados con la falla.

III.3 CRITERIOS DE DISEÑO PARA LA PROTECCIÓN CON RELEVADORES.

Son cinco los criterios que se aplican en el diseño de la protección:

1.- CONFIABILIDAD

Habilidad de la protección o conjunto de protecciones para operar correctamente cuando se requiere evitando operaciones incorrectas o indebidas.

2.- VELOCIDAD

Debe librar la falla en el tiempo mínimo requerido procurando el menor daño al equipo.

3.- SELECTIVIDAD

Lograr máxima continuidad con la mínima desconexión de circuitos.

4.- SIMPLICIDAD

Utilizar el mínimo equipo y el mínimo alambrado procurando tener un esquema no complicado.

5.- ECONOMIA

Procurar la máxima protección al mínimo costo manteniendo la confiabilidad del equipo

III.3.1 RELEVADORES.

Componentes de un Relevador.

En su forma más sencilla un relevador se puede representar por una bobina y un contacto (Figura III.4) La bobina recibe la señal de corriente o de potencial del sistema de potencia y el contacto en caso de falla, enviara la señal de disparo al interruptor correspondiente.

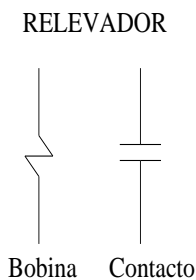


Figura III.4 Símbolo de un relevador

Un relevador puede tener uno o varios contactos “a” y uno o varios contactos “b”.

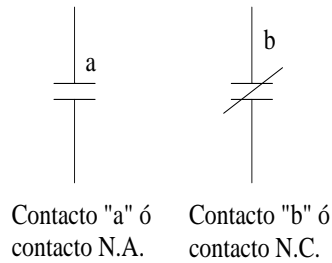


Figura III.5 Contacto "a" y "b"

Se dice que un relevador opera cuando cierra sus contactos "a" y/ o abre sus contactos "b". (Figura III.6)

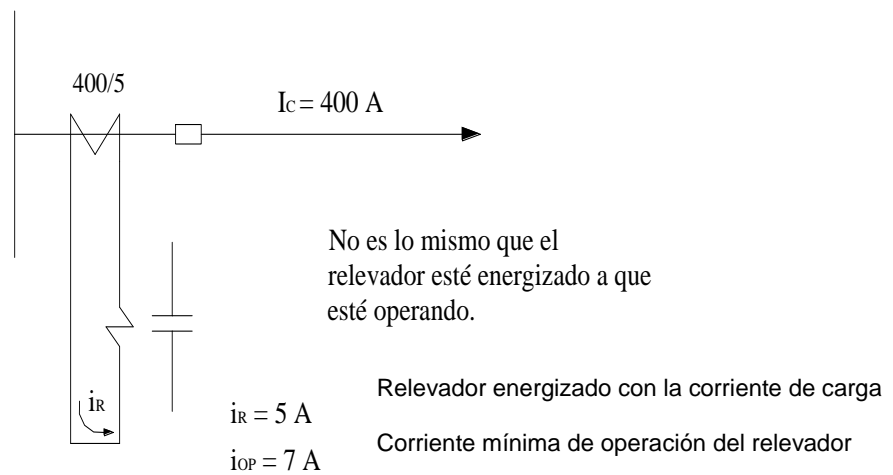


Figura III.6 Contacto relevador energizado

Contactos Auxiliares "a" y "b" de un Interruptor de Potencia.

Son contactos acoplados al mecanismo de cierre y apertura del interruptor de potencia y se utilizan en los circuitos de control y señalización.

Contactos Auxiliares "a".- Se encuentran en la misma posición que los contactos principales del interruptor,

es decir, si el interruptor está cerrado los contactos auxiliares “a” se encuentran cerrados, y si el interruptor está abierto los contactos auxiliares “a” están abiertos. (Figura III.7)

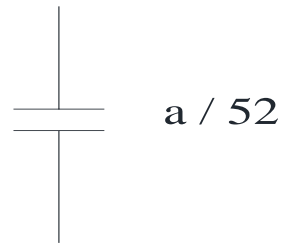


Figura III.7 Contactos auxiliares “a”

Contactos Auxiliares “b”.- Se encuentran en la posición contraria, es decir, si el interruptor está cerrado los contactos auxiliares “b” están abiertos, si el interruptor está abierto los contactos auxiliares “b” están cerrados. (Figura III.8).

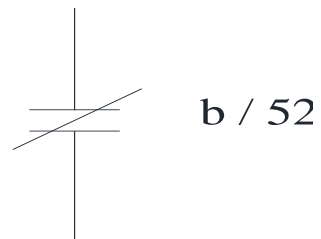


Figura III.8 Contactos auxiliares “b”

III.3.1.1 ELEMENTOS QUE INTEGRAN UN EQUIPO DE PROTECCIÓN.

Un equipo de protección está integrado por tres elementos principales que son:

1.- TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO.

1.a) Transformador de Corriente (T.C.)

Tiene como función aislar de la alta tensión y reducir la magnitud de la corriente en función de su relación de transformación.

1.b) Transformador de Potencial (T.P.)

Tiene como función reducir la magnitud del voltaje de alta tensión en función de su relación de transformación a un voltaje generalmente de $120 / \sqrt{3}$ V.

2.- RELEVADOR

Es el elemento sensor. Es el que detecta la falla y envía señal de disparo al interruptor. Se alimenta a través de los T. C. y/o T. P.

3.- INTERRUPTOR DE POTENCIA.

Tiene como función librar la falla abriendo sus contactos principales cuando recibe la señal de disparo del relevador.

Como se muestra en la figura III. 9, donde se alimenta el cargador de baterías y el banco de baterías de una subestación, donde para ello se muestran los elementos que integran el equipo de protección.

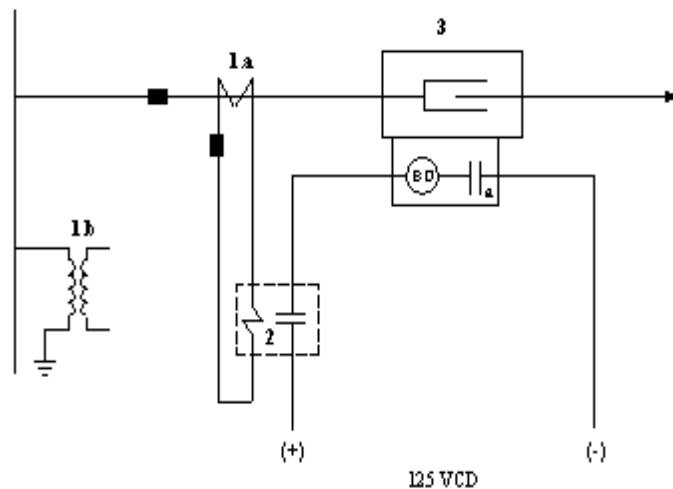


Figura III.9. Diagrama de cargador de baterías

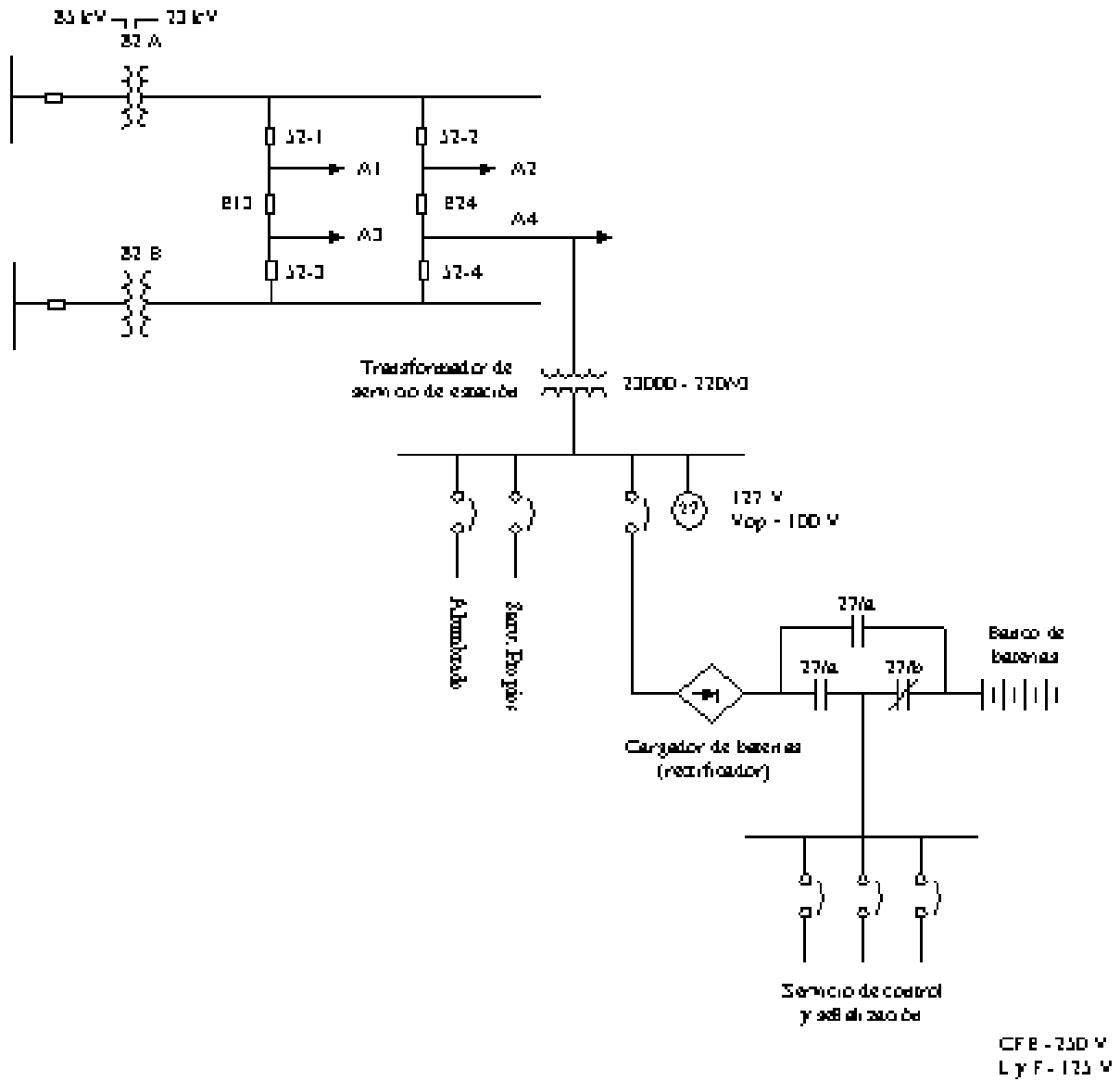


Figura III.10 Alimentadores de 23 kV

A1, A2, A3 Y A4 son alimentadores de 23 kV

En esta configuración se muestran dos buses, los cuales por medio de sus respectivos transformadores suministran de energía a dos alimentadores cada uno. Estos alimentadores están unidos mediante interruptores de enlace. En uno de los alimentadores se conecta un transformador de servicio de estación mediante el cual se alimentan las cargas de alumbrado, servicios propios y el servicio de control y señalización.

El funcionamiento es el siguiente: a la salida del transformador de estación se conecta la bobina del relevador 27 (relevador de bajo voltaje), el cual se alimenta con una tensión nominal de 127 V y tiene una tensión de operación de 100 V. Es decir, el relevador estará normalmente operado, los contactos “a” estarán cerrados y el contacto “b” abierto.

En la operación normal del sistema, en donde se dispone de energía del sistema de alimentación, el cargador de batería (rectificador), alimenta tanto al banco de baterías como a los servicios de control y señalización ya que su operación es con CD.

En condiciones de emergencia, en caso un bajo voltaje o falta de potencial de la fuente, lo detecta el relevador 27 y cierra su contacto 27/b y abre los contactos 27/a. Con esta operación ahora el banco de baterías alimenta los servicios de control y señalización los cuales para CFE se alimentan con 250V y para CFE se alimentaba con 125V. C. D. En estas condiciones, en el momento en que la energía se restablezca volverá a la operación en condiciones normales antes explicada.

DIAGRAMA DE CONTROL DE UN INTERRUPTOR DE POTENCIA.

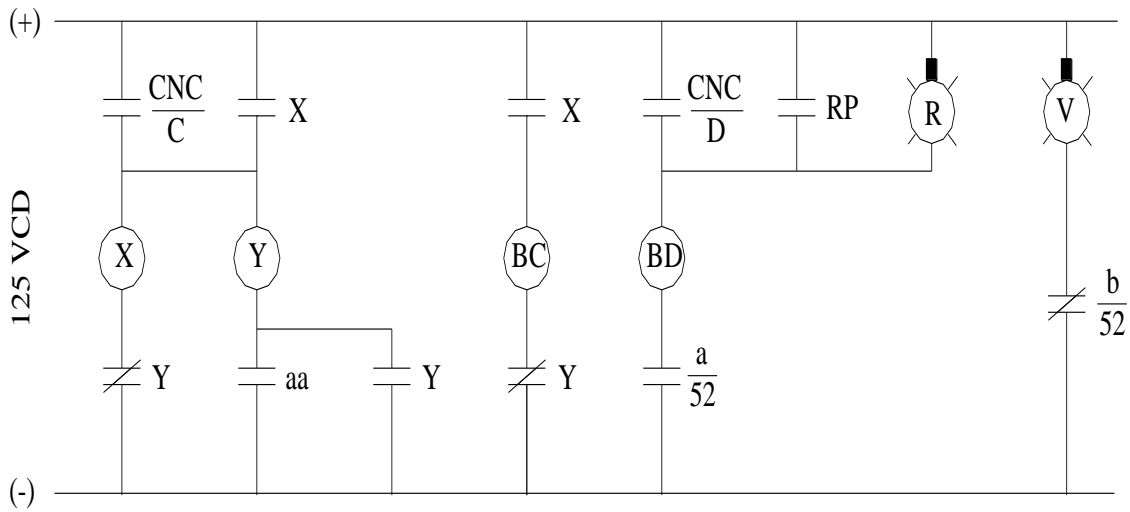


Figura III.11 Diagrama de interruptor de potencia

Donde:

- CNC Comutador de control C=Cierre D=Disparo
- (X) (Y) Relevadores auxiliares
- (BC) Bobina de cierre
- (BD) Bobina de disparo
- (R) Lámpara roja (indica que el interruptor está cerrado)
- (V) Lámpara verde (indica que el interruptor está abierto)
- aa Contacto auxiliar del interruptor de fin de carrera.

El diagrama funciona, de la siguiente manera: Figura III.11

Para Cerrar el Interruptor: En las instalaciones de un sistema de potencia se tiene un tablero de control, este tablero dispone de un conmutador de control, si

se acciona este conmutador a la posición de cierre, se cerrará el contacto CNC/C (cierre) energizándose el relevador auxiliar de cierre X y cerrando sus dos contactos respectivos en las siguientes dos ramas del circuito (los contactos X), quedando enclavado por el relevador de la segunda rama (de izq. a der.). El segundo contacto auxiliar X energiza la bobina de cierre BC, al terminar el ciclo de cierre (se cerraron los contactos “a” del interruptor de potencia, quedó cerrado el interruptor). El contacto auxiliar de fin de carrera del interruptor cierra solo por un instante y vuelve a abrir, este instante es suficiente para energizar la bobina del relevador auxiliar Y quedando enclavado cuando cierra su contacto Y normalmente abierto.

En la primer rama se abre el contacto auxiliar Y, des energizando la bobina del relevador X, entonces se abren los contactos X, des energizando tanto al relevador Y como a la bobina de cierre BC. De esta manera queda des energizado todo el circuito de cierre. En el instante en que cerró el interruptor, también cerró el contacto a/52 con el cual se enciende la lámpara roja “R” que indica que el interruptor está cerrado y simultáneamente abre el contacto b/52 que apaga la lámpara verde.

La corriente que circula por la lámpara roja (de 12 volts) no es suficiente para energizar la bobina de disparo BD, para esto se le coloca en serie una resistencia en serie, como se indica en el diagrama.

Para abrir el Interruptor: en el tablero de control se acciona el conmutador de control hacia la posición de disparo, en ese momento se cierra el contacto CNC/D con el cual se energiza la bobina de disparo BD ya que el contacto auxiliar a/52 se encontraba cerrado. Para lograr la apertura del interruptor también se hace por medio del contacto del relevador de protección RP el cual cerrará en el momento en que se produzca una falla, ya que al cerrar su contacto también se energiza la bobina de disparo BD. Cuando se abre el interruptor de potencia se

cierra el contacto auxiliar b/52 con lo cual se enciende la lámpara verde que indica que el interruptor está abierto, simultáneamente se abre el contacto auxiliar a/52 con lo que se apaga la lámpara roja.

III.3.1.2 PRINCIPIO DE OPERACIÓN DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL.

Existen varios tipos de relevadores diferenciales cuya característica particular depende o está en función del equipo que van a proteger, en general un relevador diferencial opera cuando la diferencia vectorial de dos o mas cantidades eléctricas similares exceden un valor predeterminado.

En condiciones normales, como se muestra en la primera figura, la corriente diferencial es igual a cero: $i_d = 0$

El relevador no opera, lo cual es correcto puesto que no hay falla en el circuito que está protegiendo. (Figura III.12)

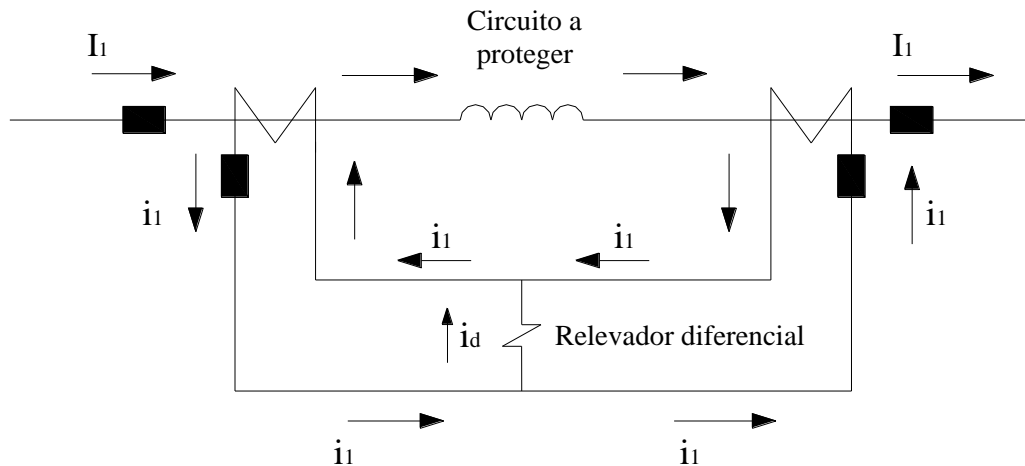


Figura III.12 Protección diferencial

En condiciones de falla $i_d \neq 0 = i_1 + i_2$

El relevador opera debido a que detecta la falla en el circuito que está protegiendo. (Figura III.13)

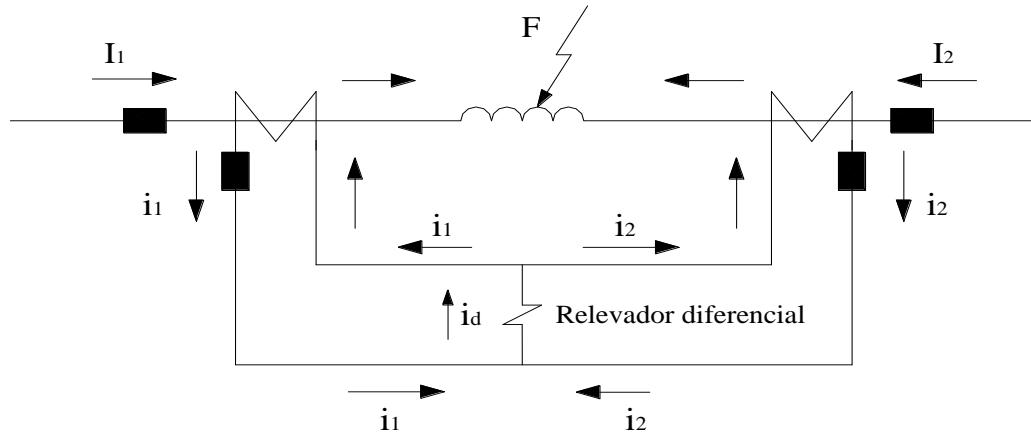


Figura III.13 Relevador diferencial

Esto es solo ilustrativo para ver el principio de funcionamiento de esta protección.

RELEVADOR DIFERENCIAL DE PORCENTAJE

En la práctica el relevador diferencial no se usa con la sola bobina de operación porque no se puede ajustar adecuadamente. Si se ajusta a un valor bajo de corriente para que sea sensible a fallas de baja corriente de cortocircuito, puede operar indebidamente con fallas severas externas y si se ajusta a un valor de corriente alto, no opera con fallas internas pequeñas, por lo que se usa el relevador diferencial con bobinas de restricción, llamado relevador diferencial de porcentaje, ya que la corriente de operación (i_{dif}) no es un valor fijo pero sí un porcentaje fijo de la corriente total que pasa por las bobinas de restricción, asegurando de esta forma su correcta operación en todo tipo de falla. Este relevador se usa para la protección de generadores y transformadores.

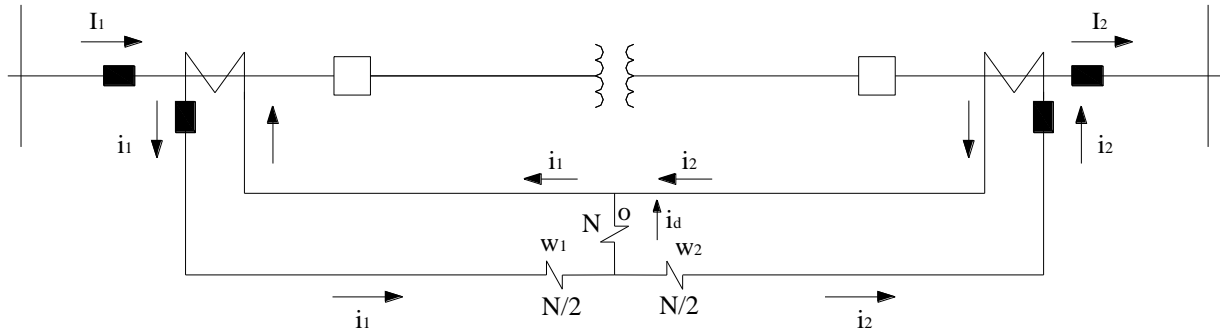


Figura III.14 Relevador diferencial

Para que el relevador opere, el par de operación debe rebasar un determinado porcentaje del par de restricción.

En el diagrama:

O = Bobina de operación

w_1 y w_2 = Bobinas de restricción

$$I_d = i_1 - i_2$$

De la figura se deduce que:

El par de operación es proporcional a $(i_1 - i_2) N$

El par de restricción es proporcional a $i_1 (N/2) + i_2 (N/2) \Rightarrow \frac{i_1 + i_2}{2} N$

Donde N es el número de espiras de la bobina.

III.3.1.3. CARACTERÍSTICA DE OPERACIÓN DEL RELEVADOR DIFERENCIAL DE PORCENTAJE.

La siguiente figura muestra dos diferentes curvas las cuales muestran la característica de operación de un relevador para protección a un transformador y a un generador. Esto es: si la corriente de operación rebasa el 25% de la corriente de restricción entonces el relevador operará. Al rebasar el 25% de corriente mencionada, se pasa de la zona de no operación a la zona de operación. Se le llama “umbral” a la recta que muestra las características de operación de un relevador. Esta recta no empieza en el origen porque se necesita un valor mínimo para operar.

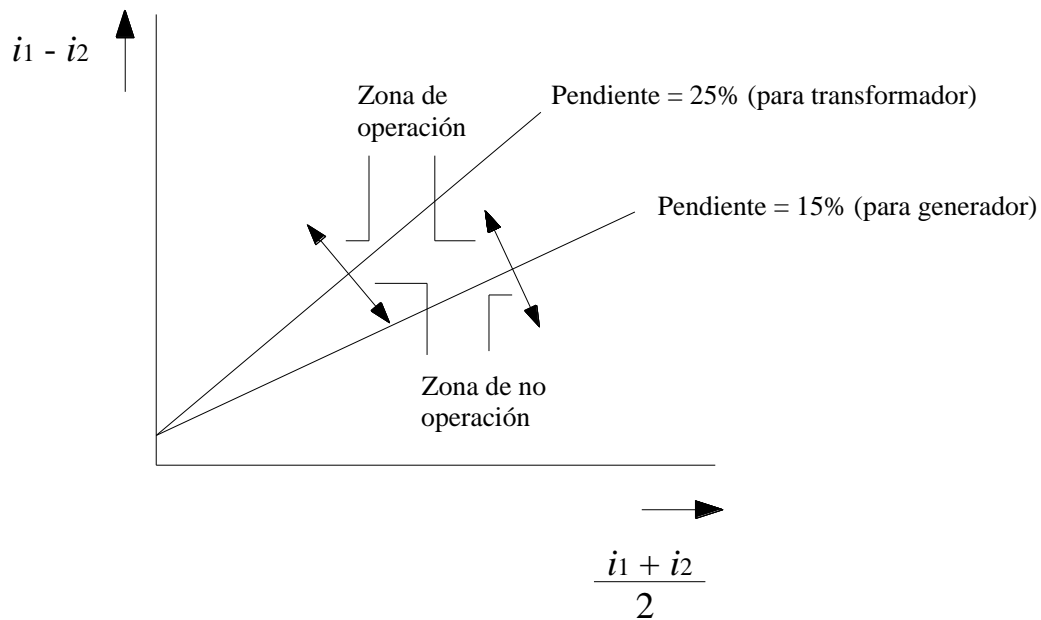


Figura III.15 Curvas de operación

PROTECCIÓN DE UN GENERADOR CON RELEVADORES DIFERENCIALES DE PORCENTAJE.

Inicialmente se puede considerar la conexión de la protección diferencial del generador en forma monofásica como se muestra en la (Figura III.16)

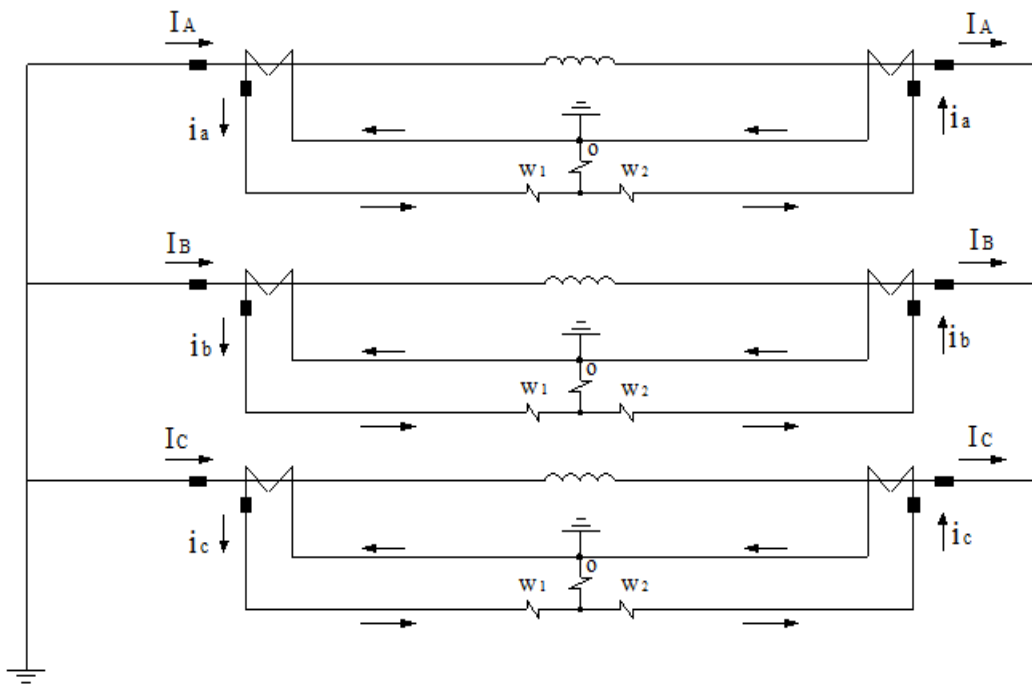


Figura III.16 Protección diferencial

Sin embargo, con el fin de reducir el número de conductores y el consumo de energía en los secundarios de los TC de la protección diferencial del generador, se utiliza la conexión estrella para conectar los relevadores.

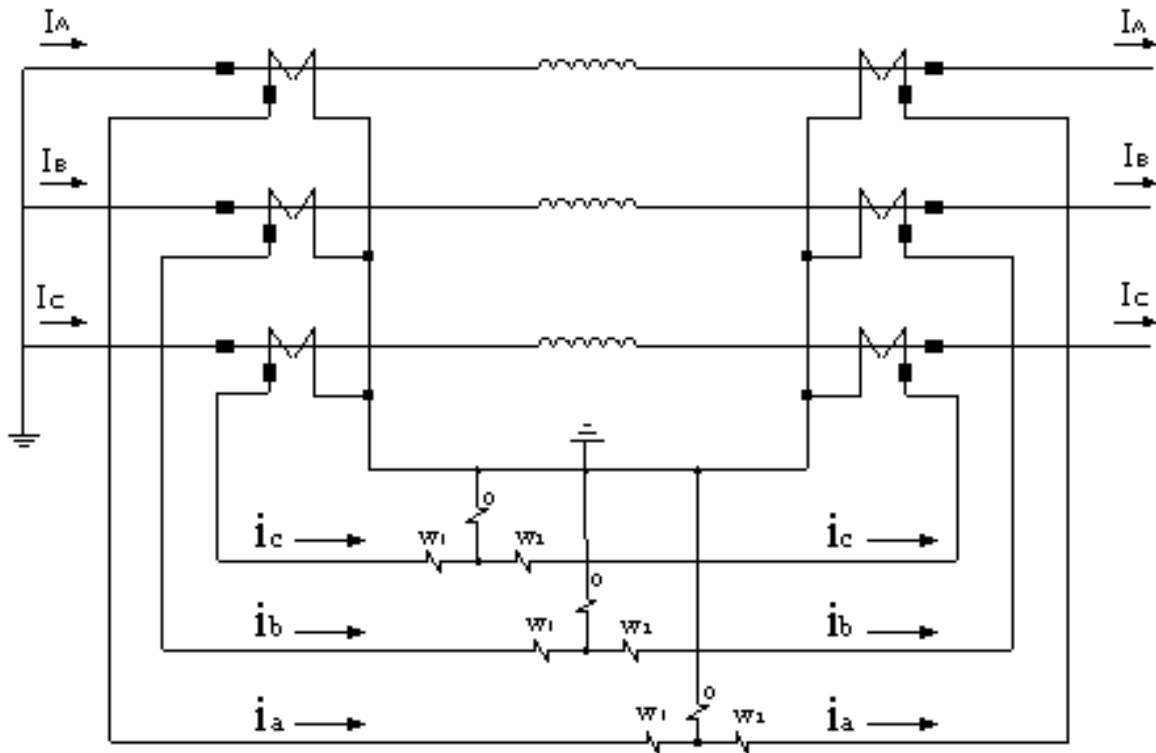


Figura III.17 Protección diferencial

En condiciones normales la corriente en el cierre de la estrella es cero, es decir, no circula corriente por el hilo de retorno. Con este arreglo se ahorran dos conductores de retorno de los TC.

III.3.1.4. PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA.

Para aplicar la protección diferencial de porcentaje a un transformador de potencia, se intercala un filtro de restricción de armónicas para evitar que el relevador opere cuando se excita el transformador, ya que la mayor parte de la corriente de excitación es de 2ª armónica.

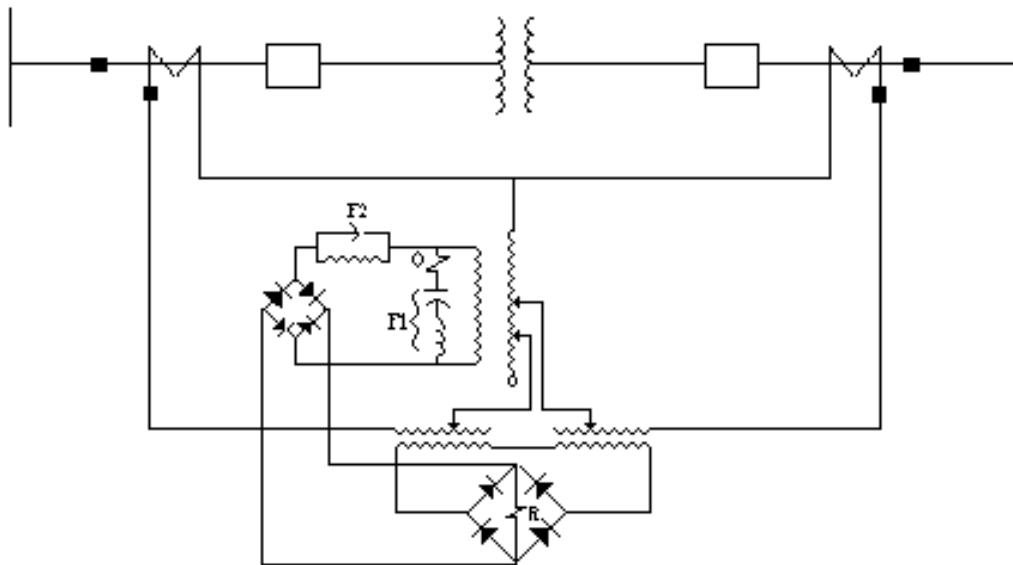


Diagrama elemental del relevador diferencial de porcentaje para transformador

- O - Bobina de operación
- R - Bobina de restricción
- F1 Filtro Resonante a 60 Hz.
- F2 - Filtro Resonante a la 2ª armónica (120Hz)

Figura III.18 Protección de transformadores

También se conectan TC auxiliares asociados a las bobinas de restricción, con el fin de compensar la corriente secundaria del T C de A. T. con la corriente

secundaria del T. C. de B. T. y hacerlas aproximadamente iguales en su efecto sobre el relevador.

Se tiene diferente corriente en el lado de alta tensión con respecto al lado de baja tensión, es por esto que las relaciones de los TC deben ser diferentes en el caso de protección a bancos de transformadores; A menos que el transformador sea de relación 1:1.

1.- *Filtro de restricción de armónicas*: este filtro consta de dos circuitos resonantes, el primero es resonante a 60 Hz y se conecta en serie con la bobina de operación para bloquear el paso de las armónicas.

El segundo filtro llamado “filtro de paso de 2ª armónica” se conecta en paralelo al primero y es resonante a 120 Hz para presentar baja impedancia y permitir el paso de la 2ª armónica.

Este filtro sirve para evitar la operación incorrecta del relevador en el momento de excitar al Transformador de Potencia, ya que en estas condiciones se tienen corrientes solamente en un juego de TC y el porcentaje mayor de corriente corresponde a la 2ª armónica.

2.- *Transformadores de corriente auxiliares*: debido a que solo en raras ocasiones se pueden igualar las corrientes secundarias i_1 e i_2 al seleccionar las relaciones de los TC,

Los relevadores diferenciales para protección de bancos están provistos con transformadores de corriente auxiliares (TC aux.) asociados a las bobinas de restricción con taps de ajuste de relación, por medio de los cuales las corrientes de paso de la bobina de restricción pueden ser compensadas.

Estos diferentes taps de los TC aux. Se muestran en la siguiente tabla:

W_1	W_2
2.9	2.9
3.2	3.2
3.5	3.5
3.8	3.8
4.2	4.2
4.6	4.6
5.0	5.0
8.7	8.7

Tabla III.1 TC aux.

III.3.1.5 REGLAS GENERALES PARA LA CONEXIÓN DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DEL TRANSFORMADOR.

1.- La relación de los TC debe seleccionarse de manera que la corriente que llega a la bobina de restricción del relevador sea aproximadamente de 5 A.

2.- Por regla general los secundarios de los TC del lado Δ de un banco deben conectarse en Y, y los secundarios de los TC del lado Y del banco deben conectarse en Δ ; con el fin de compensar el desfase angular de 30° introducido por la conexión del banco y bloquear la corriente $3i_0$ en la protección diferencial en caso de fallas a tierra externas al banco.

3.- Los secundarios de los TC deben conectarse de manera que las corrientes secundarias de los TC de AT pasen por las bobinas de restricción y entren a los secundarios de los TC de BT para condiciones de carga balanceada.

4.- La relación de taps de los TC auxiliares deben estar lo mas cercano posible a la relación de corrientes que pasan por las bobinas de restricción.

De esta manera:

$$\frac{i_1}{i_2} = \frac{w_1}{w_2}$$

ó

$$\frac{i_2}{i_1} = \frac{w_2}{w_1}$$

5.- El % de error de ajuste del relevador no debe ser mayor de $\pm 5\%$ aplicando la siguiente fórmula:

$$\%E = \frac{\frac{w_1}{i_1} - \frac{w_2}{i_2}}{D} \times 100 \leq \pm 5\%$$

Donde D es el menor de los dos cocientes.

6.- Para verificar la conexión correcta de la protección diferencial se hace una prueba de corrientes asignando primeramente los nombres a las corrientes en los devanados de AT y en función de ellas se determinan las corrientes que entran al banco por las tres fases de AT y las que salen del banco por las tres fases de BT.

7.- Se debe verificar que en condiciones normales de carga las corrientes que salen de los secundarios de los TC de AT pasen por las bobinas de restricción w_1 , w_2 y entren a los secundarios de los TC de BT.

EJEMPLOS DE APLICACIÓN

Conexión de la protección diferencial para un banco de 30 MVA de 85 kV / 23 kV conexión Δ / Y

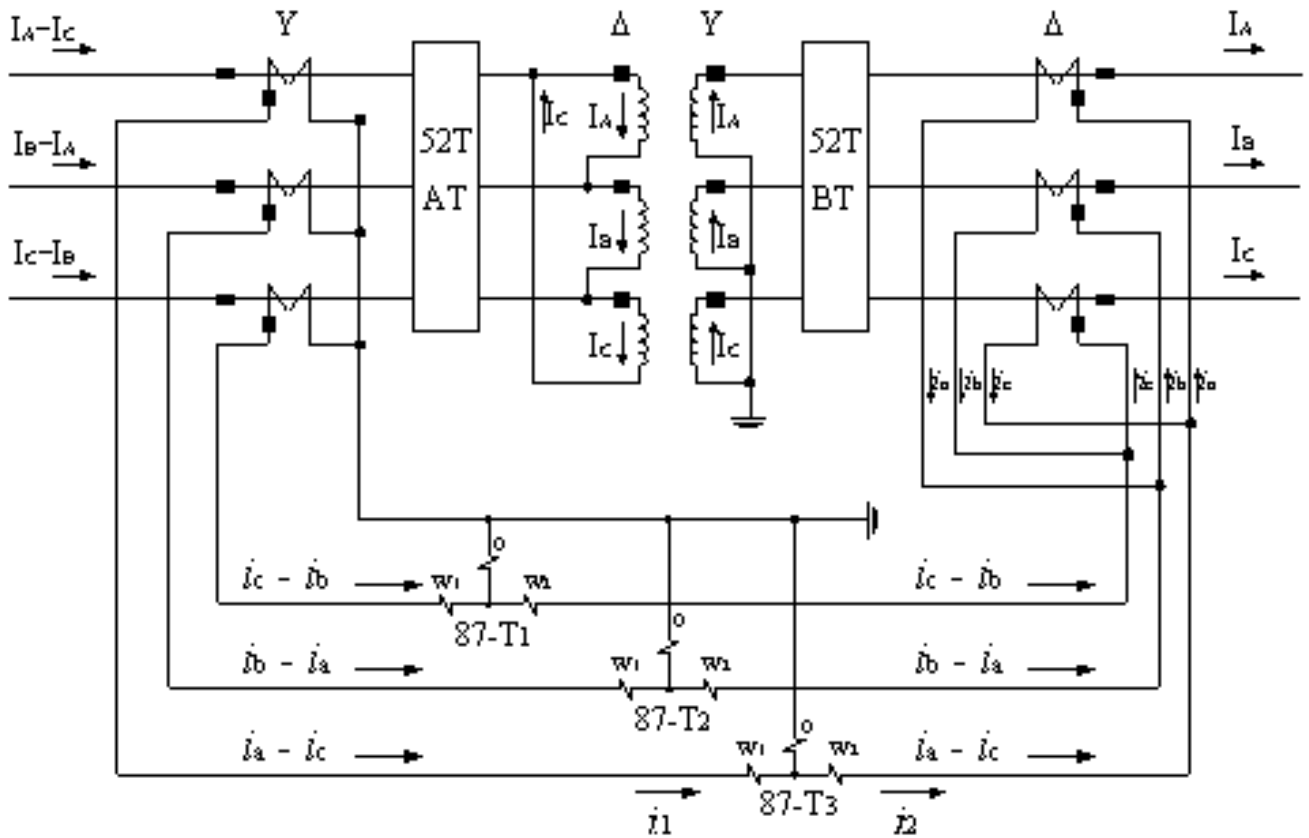


Figura III.19 Ejemplo de conexión 30 MVA

Como el devanado de AT del transformador de potencia está conectado en Δ , el secundario del TC se conecta en Y.

Tenemos el devanado de BT del transformador de potencia en Y, entonces los secundarios de los TC se conectan en Δ .

Esto con el fin de obtener el mismo ángulo ya que deben de estar en fase, si hay desfase habrá una corriente resultante que va a circular por la bobina de operación del relevador y puede llegar a operar condiciones no deseables.

Ajuste de los Relevadores

Para llevar a cabo el ajuste de los relevadores se realiza la siguiente tabla de datos:

kV	I_p	k_{TC}	i_s	Conexión	$i_{relev.}$	tap	Error %
85	203.771	50	$i_{s1} = 4.075$	Y	$i_1 = 4.075$	$w_1 = 3.2$	2.415
23	753.066	160	$i_{s2} = 3.765$	Δ	$i_2 = 6.521$	$w_2 = 5.0$	

Tabla III.2 Ajuste de los relevadores

$$I_p = \frac{30 \times 10^6}{\sqrt{3} (85 \times 10^3)} = 203.771 \text{ A} \quad \text{se selecciona un TC de } 250:5 \text{ con } k_{TC} \text{ de } 50$$

$$I_p = \frac{30 \times 10^6}{\sqrt{3} (23 \times 10^3)} = 753.066 \text{ A} \quad \text{se selecciona un TC de } 800:5 \text{ con } k_{TC} \text{ de } 160$$

$$i_{s1} = \frac{203.771}{50} = 4.075 \text{ A}$$

$$i_{s2} = \frac{753.066}{160} = 4.707 \text{ A}$$

$$i_1 = i_{s1} = 4.075$$

$$i_2 = i_a - i_c = 4.707 \angle 0^\circ - 4.707 \angle 120^\circ$$

$$i_2 = 8.153 \angle -30^\circ$$

ó

$$i_2 = \sqrt{3} i_{s2} \quad \text{por ser una } \Delta$$

Debido a que i_2 es muy alta se selecciona un TC con mayor relación

Seleccionando un TC 1000:5; $k_{TC} = 200$

$$i_{s2} = \frac{753.066}{200} = 3.765 \text{ A}$$

$$i_2 = \sqrt{3} i_{s2} = \sqrt{3} (3.765) = 6.521 \text{ A}$$

Ahora:

$$\frac{w_2}{w_1} = \frac{i_2}{i_1} \quad \text{se selecciona } w_2 = 5.0 \text{ y se calcula } w_1$$

$$\therefore w_1 = \frac{w_2 i_1}{i_2} = \frac{(5.0) (4.075)}{6.521} = 3.125$$

Entonces se selecciona un tap de 3.2 (de la tabla de taps) ya que es el valor de los que se dispone más cercano al calculado.

Ahora verificando el % de error:

$$\%E = \frac{\frac{w_1}{w_2} - \frac{i_1}{i_2}}{D} \times 100 = \frac{0.64 - 0.625}{0.625} \times 100 = 2.415 \%$$

Existe otra manera de seleccionar los taps de ajuste y es mediante la determinación del cociente de las corrientes calculadas y con este valor entrar a la tabla de taps que se muestra a continuación:

	2.9	3.2	3.5	3.8	4.2	4.6	5.0	8.7
2.9	1.000	1.103	1.207	1.310	1.448	1.586	1.724	3.000
3.2		1.000	1.094	1.188	1.313	1.438	1.563	2.719
3.5			1.000	1.086	1.200	1.314	1.429	2.486
3.8				1.000	1.105	1.211	1.316	2.289
4.2					1.000	1.095	1.190	2.071
4.6						1.000	1.087	1.891
5.0							1.000	1.740
8.7								1.000

Tabla III.3 Tabla de Taps de ajuste

De esta manera se calcula el cociente de corrientes considerando ahora que el valor mayor estará en la parte de arriba en la relación:

$$\frac{i_2}{i_1} = \frac{6.521}{4.075} = 1.600$$

Entonces con este valor se entra a la tabla ya mostrada y se selecciona el valor mas cercano a 1.600 que es, 1.586 y que corresponde a 4.6/2.9. Así se obtienen w_1 y w_2 .

Se deduce entonces que:

$$w_2 = 4.6$$

$$w_1 = 2.9$$

Considerando el mismo criterio establecido para la relación de corrientes, en donde ahora w_2 será el mayor.

Con estos nuevos valores de ajuste se calcula ahora el % de error:

$$\%E = \frac{\frac{w_1}{w_2} \frac{i_1}{i_2}}{D} \times 100 = \frac{\frac{2.9}{4.6} \frac{4.075}{6.521}}{0.625} \times 100 = 0.885 \%$$

Obteniéndose así un % de error más pequeño por este método (usando la tabla de relación de taps)

Conexión de la Protección Diferencial para un Banco de 30 MVA de 230 kV / 23 kV conexión Y / Y

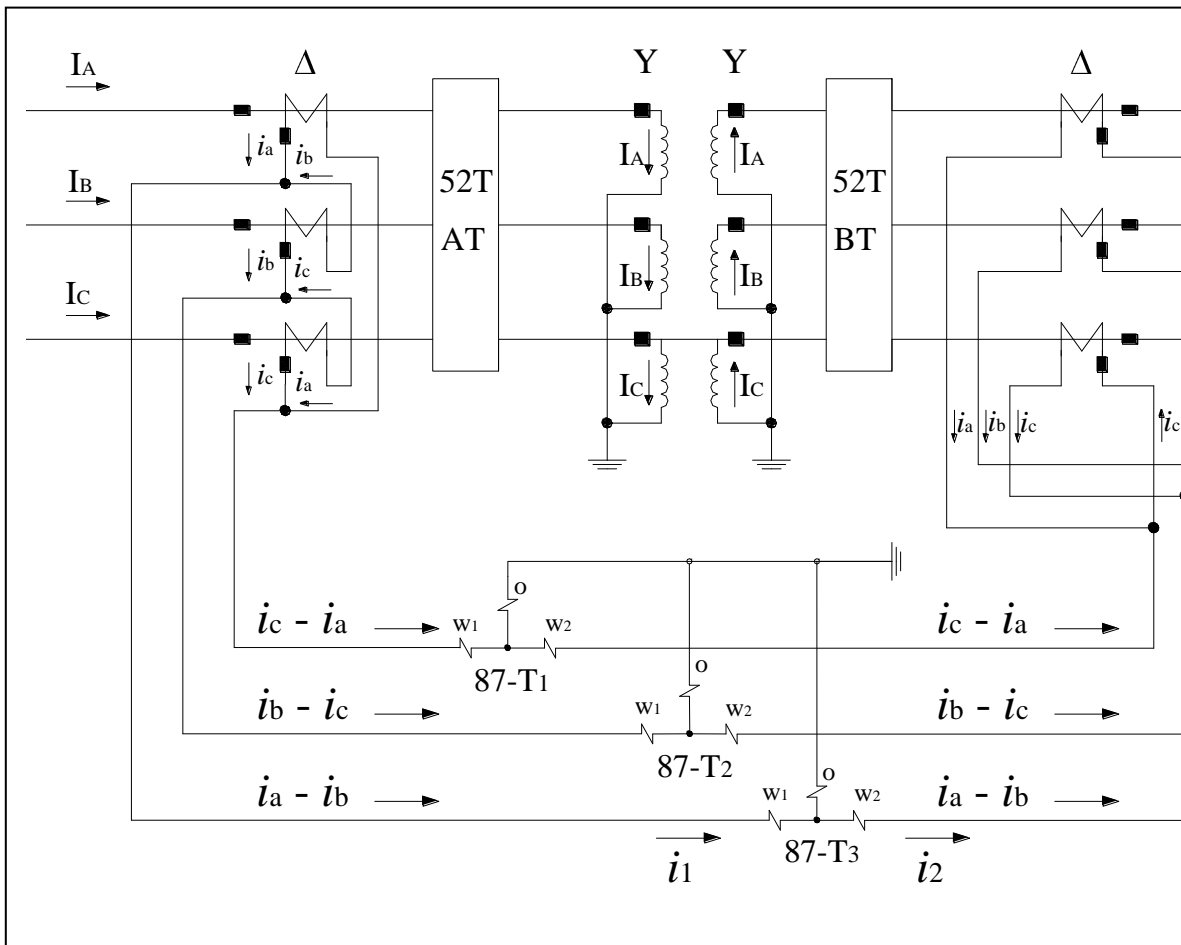


Figura III.20 Protección diferencial para banco de 30 MVA

Como el devanado de AT del transformador de potencia está conectado en Y, el secundario del TC se conecta en Δ .

Tenemos el devanado de BT del transformador de potencia en Y, entonces los secundarios de los TC se conectan en Δ .

Esto con el fin de obtener el mismo ángulo ya que deben de estar en fase, si hay defasamiento, habrá una corriente diferencial que hará que el relevador opere indebidamente.

AJUSTE DE LOS RELEVADORES

Para llevar a cavo el ajuste de los relevadores se realiza la siguiente tabla de datos:

kV	I_p	k_{TC}	i_s	Conexión	$i_{relev.}$	tap	Error %
230	75.307	20	$i_{s1} = 3.765$	Δ	$i_1 = 6.522$	$w_1 = 5.0$	0.0
23	753.066	200	$i_{s2} = 3.765$	Δ	$i_2 = 6.522$	$w_2 = 5.0$	

Tabla III.4 Ajuste de relevadores

$$I_p = \frac{30 \times 10^6}{\sqrt{3} (230 \times 10^3)} = 75.307 \text{ A} \quad \text{se selecciona un TC de } 100:5 \text{ con } k_{TC} \text{ de } 20$$

$$I_p = \frac{30 \times 10^6}{\sqrt{3} (23 \times 10^3)} = 753.066 \text{ A} \quad \text{se selecciona un TC de } 800:5 \text{ con } k_{TC} \text{ de } 160$$

$$i_{s1} = \frac{75.307}{20} = 3.765 \text{ A}$$

$$i_{s2} = \frac{753.066}{160} = 4.707 \text{ A}$$

$$i_{1REL} = i_1 = i_s \angle 0^\circ - i_s \angle 120^\circ = \sqrt{3} i_s = \sqrt{3} (3.765) = 6.522 \text{ A} \quad \text{por ser una } \Delta$$

$$i_{2REL} = i_2 = i_s \angle 0^\circ - i_s \angle 120^\circ = \sqrt{3} i_s = \sqrt{3} (4.707) = 8.152 \text{ A} \quad \text{por ser una } \Delta$$

Como esta corriente (i_2) es muy grande para el relevador ($>5A$), se selecciona un TC con mayor relación

Seleccionando un TC 1000:5 con $k_{TC} = 200$

$$i_{s2} = \frac{753.066}{200} = 3.765 \text{ A}$$

$$i_{2REL} = i_2 = i_s \angle 0^\circ - i_s \angle 120^\circ = \sqrt{3} i_s = \sqrt{3} (3.765) = 6.522 \text{ A} \quad \text{por ser una } \Delta$$

Ahora:

$$\frac{w_2}{w_1} = \frac{i_2}{i_1} \quad \text{se selecciona } w_1 = 5.0 \text{ y se calcula } w_2$$

$$\therefore w_2 = \frac{w_1 i_2}{i_1} = \frac{(6.522) (5.0)}{6.522} = 5.0$$

De esto se deduce que como las corrientes son iguales los taps también lo son, y al ser iguales ambos cocientes el porcentaje de error es cero.

Conexión de la Protección Diferencial para un Banco de 10 MVA de 85 kV / 6.3 kV conexión Δ / Δ .

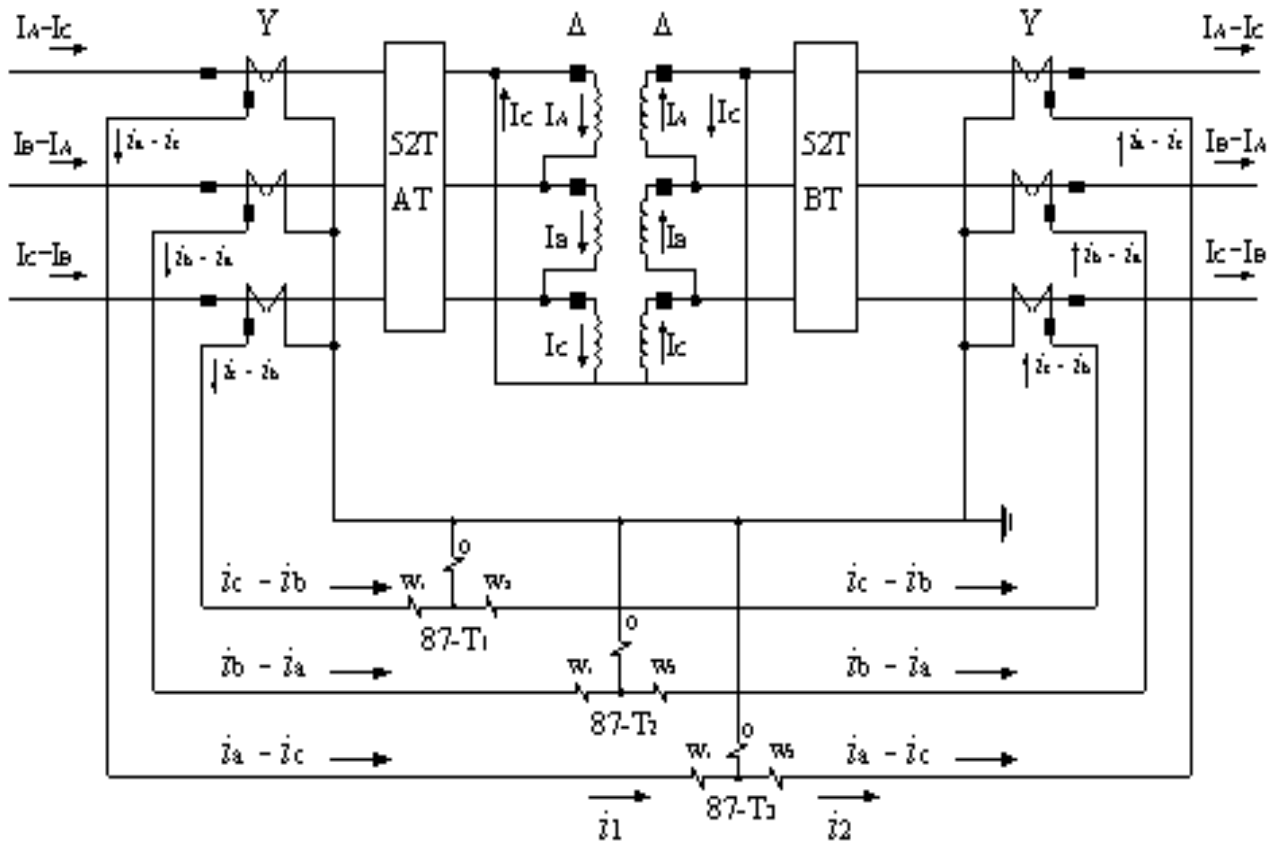


Figura III.21 Protección diferencial para banco de 10 MVA

Como el devanado de AT del transformador de potencia esta conectado en Δ , el secundario del TC se conecta en Y.

Tenemos el devanado de BT del transformador de potencia en Δ , entonces los secundarios de los TC se conectan en Y.

Esto con el fin de obtener el mismo ángulo ya que deben de estar en fase, si hay defasamiento esa corriente la verá la bobina de operación del relevador y puede llegar a operar, estando en condiciones no deseables de operación.

Ajuste de los Relevadores.

Para llevar a cabo el ajuste de los relevadores se realiza la siguiente tabla de datos:

KV	I_p	k_{TC}	i_s	Conexión	$i_{relev.}$	tap	Error %
85	67.924	20	$i_{s1} = 3.396$	Y	$i_1 = 3.396$	$w_1 = 3.7$	0.0
6.3	916.429	200	$i_{s2} = 4.582$	Y	$i_2 = 4.582$	$w_2 = 5.0$	

Tabla III.5 Ajuste de relevadores

$$I_p = \frac{10 \times 10^6}{\sqrt{3} (85 \times 10^3)} = 67.924 \text{ A} \quad \text{se selecciona un TC de } 75:5 \text{ con } k_{TC} \text{ de } 15$$

$$I_p = \frac{10 \times 10^6}{\sqrt{3} (6.3 \times 10^3)} = 916.429 \text{ A} \quad \text{se selecciona un TC de } 1000:5 \text{ con } k_{TC} \text{ de } 200$$

$$i_{s1} = \frac{67.924}{15} = 4.528 \text{ A}$$

$$i_{s2} = \frac{916.429}{200} = 4.582 \text{ A}$$

$$i_{1REL} = i_1 = i_{s1} = 4.528 \text{ A}$$

por ser una estrella

$$i_{2REL} = i_2 = i_{s2} = 4.582 \text{ A} \quad \text{por ser una estrella}$$

Ahora:

$$\frac{w_2}{w_1} = \frac{i_2}{i_1} \quad \text{se selecciona } w_1 = 5.0 \text{ y se calcula } w_2$$

$$\therefore w_2 = \frac{w_1 i_2}{i_1} = \frac{(4.582)(5.0)}{4.528} = 5.059$$

no hay tap de este valor, el mas cercano es 5.0, por lo tanto también se elige de 5.0

Con estos valores de ajuste se calcula ahora el % de error:

$$\%E = \frac{\frac{w_1}{w_2} - \frac{i_1}{i_2}}{D} \times 100 = \frac{\frac{5.0}{5.0} - \frac{4.528}{4.582}}{1} \times 100 = -1.193 \%$$

No importa que el error sea un valor negativo, se consideran valores absolutos.

El error calculado es aceptable y los ajustes son los adecuados, pero para ejemplificar mejor el problema, se usara ahora un TC con relación de 100:5 del lado de alta tensión.

Con un TC relación 100:5 se tiene $k_{TC} = 20$

$$i_{s1} = \frac{67.924}{20} = 3.396 \text{ A}$$

Ahora, el ajuste:

$$\frac{w_2}{w_1} = \frac{i_2}{i_1} \quad \text{se selecciona } w_2 = 5.0 \text{ y se calcula } w_1$$

$$\therefore w_1 = \frac{w_2 i_1}{i_2} = \frac{(5.0) (3.396)}{4.582} = 3.706$$

Se selecciona entonces un tap de 3.8 de acuerdo a los taps normalizados ya mencionados en la tabla. Para este calculo ahora se propuso a w_2 como valor establecido, esto porque la corriente i_2 es la mayor y se debe seguir la relación.

Con estos valores de corriente y taps se calcula ahora el error:

$$\%E = \frac{\frac{w_2}{w_1} - \frac{i_2}{i_1}}{D} \times 100 = \frac{\frac{5.0}{3.8} - \frac{4.582}{3.396}}{\frac{5.0}{3.8}} \times 100 = - 2.542 \%$$

El resultado también ha sido aceptable

IV.1 PROTECCIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

El objetivo del sistema de protección consiste en reducir la influencia de una falla en el sistema, hasta el punto que no se produzcan daños relativamente importantes en él, ni que tampoco ponga en peligro a sus operadores y usuarios en general.

La línea de transmisión (LT) es el elemento del sistema eléctrico de potencia destinado a transportar la energía eléctrica para uso industrial o residencial, desde su generación hasta el punto de distribución para su consumo, por lo que se considera como el elemento más importante en el suministro. (Ver Figura IV .1)



Figura IV.1 Líneas de transmisión

IV.1.1 PROTECCIÓN PRIMARIA

El objeto de la característica de alta velocidad de la protección primaria es debido a que ésta debe actuar en la menor cantidad de tiempo posible tratando de aislar la falla del sistema; las de respaldo, son de acción retardada, ya que tienen que esperar a que la protección primaria actúe, si no es así lo harán éstas. Esto no significa que las de respaldo solo actuarán en caso de que la primaria no actúe. La gran desventaja es que la protección de respaldo aísla una sección de mayor dimensión que la primaria. Proporciona la primera línea de protección al sistema eléctrico, esta protección deberá desconectar únicamente el elemento dañado. Al ocurrir una falla dentro de la zona de protección primaria, se deben abrir únicamente los interruptores de la zona dañada.

La protección primaria, evita los daños debidos al impacto directo de una descarga atmosférica. Estos daños suelen venir en forma de flama y electrocuciones, debido a la enorme cantidad de energía contenida en el rayo en el momento del impacto. (Ver Figura IV. 2)



Figura IV. 2 Torres de alta tensión golpeadas por un rayo.

Para evitar daños a la estructura y al sistema eléctrico se utilizan las siguientes protecciones:

1. Protección diferencial de hilo piloto.
2. Protección por comparación de fase con equipo de comunicación.
3. Protección por comparación direccional con relevadores de distancia y equipo de BLU (banda lateral única) como equipo de comunicación.
4. Protección de distancia (1ª y 2ª zona de protección).

Donde:

- a) La protección diferencial de hilo piloto se usa en líneas cortas (hasta 50 km). Para ajustar la bobina de operación interviene la inductancia (Z) del par de hilo piloto, si se rebasan ciertos valores de resistencia (R) y capacitancia (X_c), se afectan los ajustes de operación. Su desventaja es que su uso está restringido a líneas cortas, a pesar de ser muy efectiva y de alta velocidad.

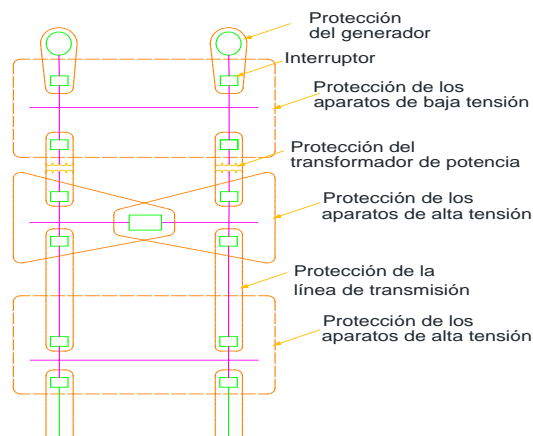


Figura IV. 3 Sistema eléctrico de potencia que muestra la protección primaria.

En la figura IV.3 se puede observar un ejemplo muy claro de lo que es el sistema eléctrico de potencia con una protección primaria; en este caso el relevador está representado por un rectángulo que protege cada elemento del sistema; a su vez, hay una conexión con sistemas de alta tensión y de baja tensión debido a sus relevadores.

- b) Comparación de fase, utilizando un CARRIER, (comparación de señales local y remota por radiofrecuencia), opera (manda señal de disparo) cuando se invierte una corriente entre las subestaciones, por lo que el equipo detecta el sentido de la corriente. (ver figura IV .4)



Figura IV .4 Equipos que forman parte del sistema de comunicación de “onda Portadora” o “carrier”

El objetivo en el uso de las comunicaciones para la retransmisión de protección es proporcionar una alta velocidad al centro de coordinación de fallas dentro de una sección de línea, incluyendo fallas en la zona de anotación. Un canal dentro del mismo también puede ser utilizado para proporcionar funciones de disparo a distancia para la protección del transformador.

El estudio de esta técnica en lo referente a su espectro de potencia, presenta con respecto al ancho de banda que ocupa, dos bandas laterales y una frecuencia portadora central. Las bandas laterales serán las que ocupen, desde la frecuencia portadora hasta la suma de dicha frecuencia, más la frecuencia de corte de la señal digital en banda base, banda lateral superior (BLS), y desde la frecuencia portadora hasta la diferencia de ésta con la de corte de la señal digital la banda lateral Inferior (BLI). El método se llama Modulación en doble banda lateral (DBL) y su espectro se presenta en la figura. (Ver Figura IV. 5)

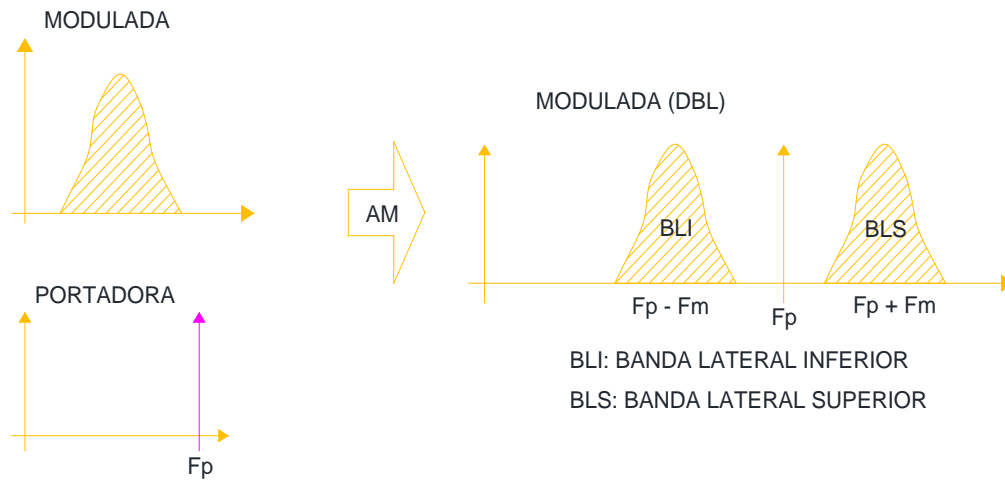


Figura IV.5 Modulación de las fallas

Como se puede observar en la figura, ambas bandas son simétricas respecto de la frecuencia portadora (F_p), comparando el espectro de la señal modulada en DBL, el ancho de banda de ésta es el doble que el que presenta el mensaje en banda base, por lo que se debe tender a reducir el espectro a enviar, aunque procurando evitar la pérdida de información de tipo binaria.

IV. 1.2 PROTECCIÓN DE RESPALDO

En caso que una falla no sea liberada por la protección primaria, actuará la protección de respaldo, la cual generalmente desconecta una gran parte del sistema.

Esto debido a que existen zonas que se superponen y originan que se disparen más de un interruptor para desconectar el elemento defectuoso.

Las protecciones que se aplican a las líneas de transmisión se dividen en dos grupos: siendo el primero el de protección primaria, y el segundo el de protección de respaldo.

Una función secundaria de la protección por relevadores es indicar el sitio y el tipo de la falla. Dichos datos no sólo ayudan en la reparación oportuna sino que también, por comparación con las observaciones humanas y con los registros de oscilógrafos automáticos, proporcionan medios para el análisis de la eficacia de la prevención de la falla y las características de disminución que incluye la protección por relevadores.

La protección de respaldo se emplea sólo para cortocircuitos; debido a que éstos son el tipo preponderante de falla del sistema de potencia, hay más posibilidades de que falle la protección primaria en caso de cortocircuitos.

También esta puede fallar en cualquier lugar de la protección de distancia: 1ª, 2ª, 3ª zona.

La primera zona de la protección de distancia se ajusta al 80 % de la Z de la línea para evitar fallas externas, por eso su ajuste no es al 100 % de la Z. Actúa como protección primaria, sin retardo intencionado en la operación.

Primer zona: 80 % de la longitud de línea, instantánea (tiempo típico total de extinción de falta: 1 a 2 ciclos del relé más 2 a 4 ciclos del disyuntor).

La segunda zona es para fallas internas, para que cubra el 20% restante de la línea que no cubre la primera zona. lleva un retardo en el tiempo de operación con el fin de coordinarla con la operación de la primera zona de las líneas adyacentes en el extremo remoto, ya que se ajusta al 100% de Z de la línea 1+ el 30% de Z de la línea las corta adyacente en el extremo remoto. Esta zona, comprende el 120 % de la longitud de línea, (300 a 500 ms).

La tercera zona es una línea adyacente que funciona como protección de respaldo tanto de la línea 1 así como de las líneas adyacentes en el extremo remoto con tiempo de respuesta de 2 segundos. (Ver Figura IV. 6)

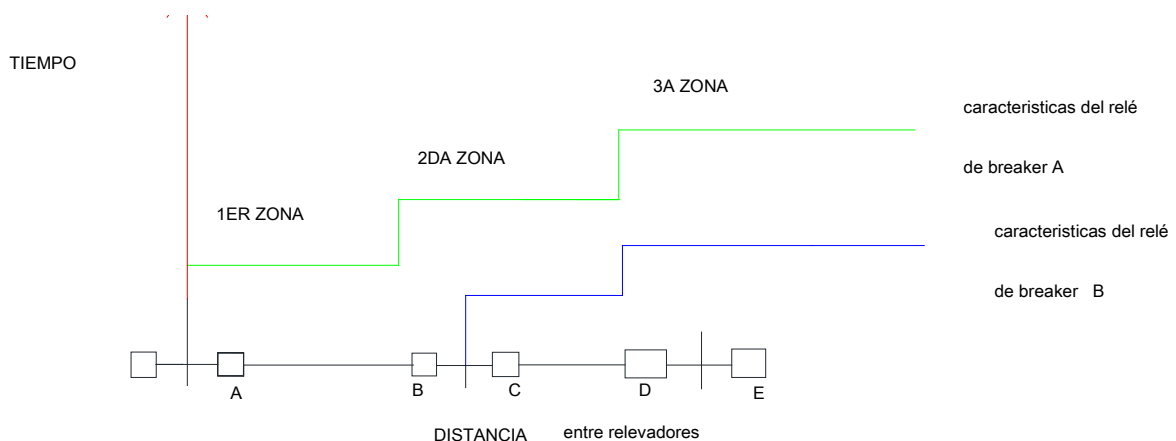


Figura IV.6 Distancia entre relevadores de protección

IV.2 PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE HILO PILOTO PARA UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN.

La protección por piloto es una adaptación de los principios de la protección diferencial para la protección de secciones de líneas de transmisión. La protección diferencial no se utiliza para protección de líneas de transmisión, porque las terminales de una línea están separadas por una distancia mayor a 500 metros para interconectar los secundarios de los TCS.

La protección piloto sólo proporciona protección primaria; la protección de respaldo debe proporcionarse por protección suplementaria.

El término piloto significa que entre los extremos de una línea de transmisión hay un canal de interconexión de alguna clase en el que puede transmitirse la información. Tres tipos diferentes de un canal semejante están ya en uso y se les conoce por hilo piloto por corriente portadora y piloto por onda centimétrica.

Un hilo piloto consiste generalmente de un circuito de dos hilos del tipo de línea telefónica, ya sea hilo abierto o cable; con frecuencia dichos circuitos están arrendados a la compañía local de teléfonos.

Un piloto por corriente portadora para propósitos de protección por relevadores es uno en el que se transmiten corrientes de baja tensión y alta frecuencia (30 KHz a 200 KHz) a lo largo de un conductor de una línea de potencia hacia un receptor en el otro extremo, la tierra y el hilo de guarda funcionan generalmente como el conductor de retorno.

Un piloto por onda centimétrica es un sistema de radio de muy elevada frecuencia que funciona arriba de 900 megahertz. Un hilo piloto es económico Generalmente

para distancias hasta 5 o 10 mil kilómetros, además de que un piloto por corriente portadora viene a ser de ordinario más económico.

Los pilotos por onda centimétrica se utilizan cuando el número de servicios que requieren canales piloto exceden las capacidades técnicas o económicas de la corriente portadora.

Como es protección primaria los TC se instalan de manera que quede protegida la línea y los interruptores. Para que se puedan comparar los dos extremos las relaciones de transformación (TC) deben de ser iguales. Los TC se conectan en estrella para que de esta manera a los filtros les lleguen las corrientes de fase. El cierre de la estrella es del lado de la línea en ambos extremos para mandar correctamente la señal. (Ver Figura IV.7)

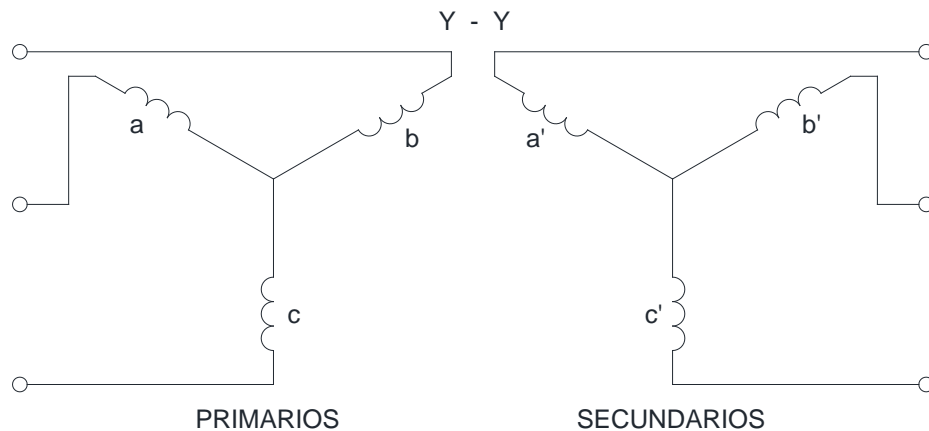


Figura IV.7 Transformador conectado en estrella

En la diferencial de transformadores se comparaban las tres corrientes hay mismo, dentro de la subestación, porque las distancias son cortas y tenemos el

equipo cercano al transformador de potencia y la carga para los TC es relativamente pequeña. En la diferencial de hilo piloto se usa el filtro de corriente de secuencia combinada porque las distancias son muy grandes, por lo regular mayores a 50 km y la carga para los TC sería grandísima.

En el primero se muestra la protección en condiciones normales, en donde la corriente entra por la subestación eléctrica "A", se induce a través de los TC una corriente secundaria i_a , i_b e i_c y entra al filtro de corriente de sec. (+), (-) y (0). Los TC están conectados en estrella de tal manera que en el cierre de la estrella se tenga $3i_0$, la cual retorna del filtro de corriente.

A través de este filtro se acopla un transformador de salida (T.S.) el cual debido a las corrientes induce una tensión a través de su secundario en el sentido de la polaridad del transformador. Esta corriente se ve reflejada en el primario del transformador de aislamiento (TA) e inducida en el secundario del mismo en sentido contrario.

Este funcionamiento aparece igual en la Subestación Eléctrica "B", a diferencia de que las corrientes inducidas secundarias de los TC están saliendo del filtro y la corriente $3i_0$ está entrando al mismo.

A través de los secundarios del transformador de aislamiento (TA) y por medio del hilo piloto, que sirve como medio de comunicación, se produce la circulación del flujo de corriente ya que estas corrientes presentan el mismo sentido.

Como está circulando una corriente estos transformadores de aislamiento presentan una muy baja impedancia y es por esto que la corriente sigue su camino a través del (TA) y no a través del puente rectificador donde se encuentran las bobinas estabilizadoras y de operación. No operando el interruptor porque no se tiene falla.

En el diagrama de la figura 8 se muestra el sentido de la corriente en color azul, esta corriente es la corriente que circula en condiciones normales de funcionamiento. (ver Figura IV.8).

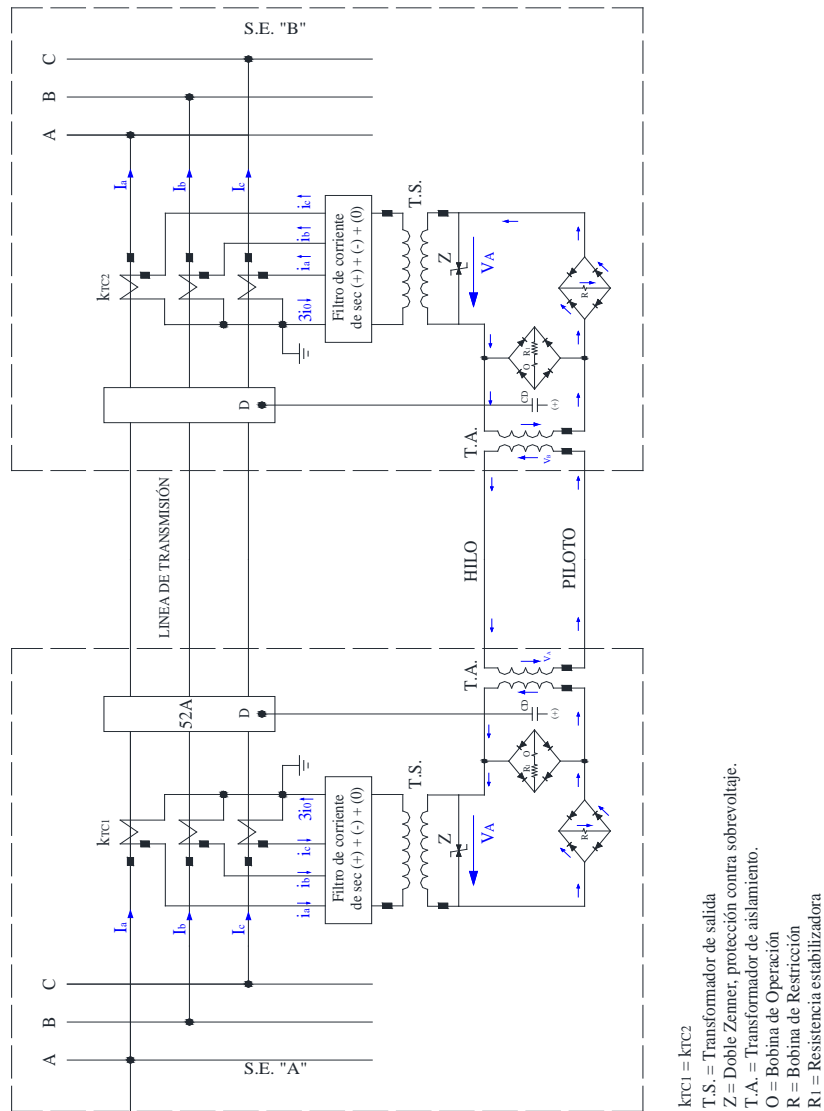


Figura IV.8 Operación de la protección diferencial de hilo piloto

El segundo diagrama (ver figura 9) que se muestra en condiciones de falla.

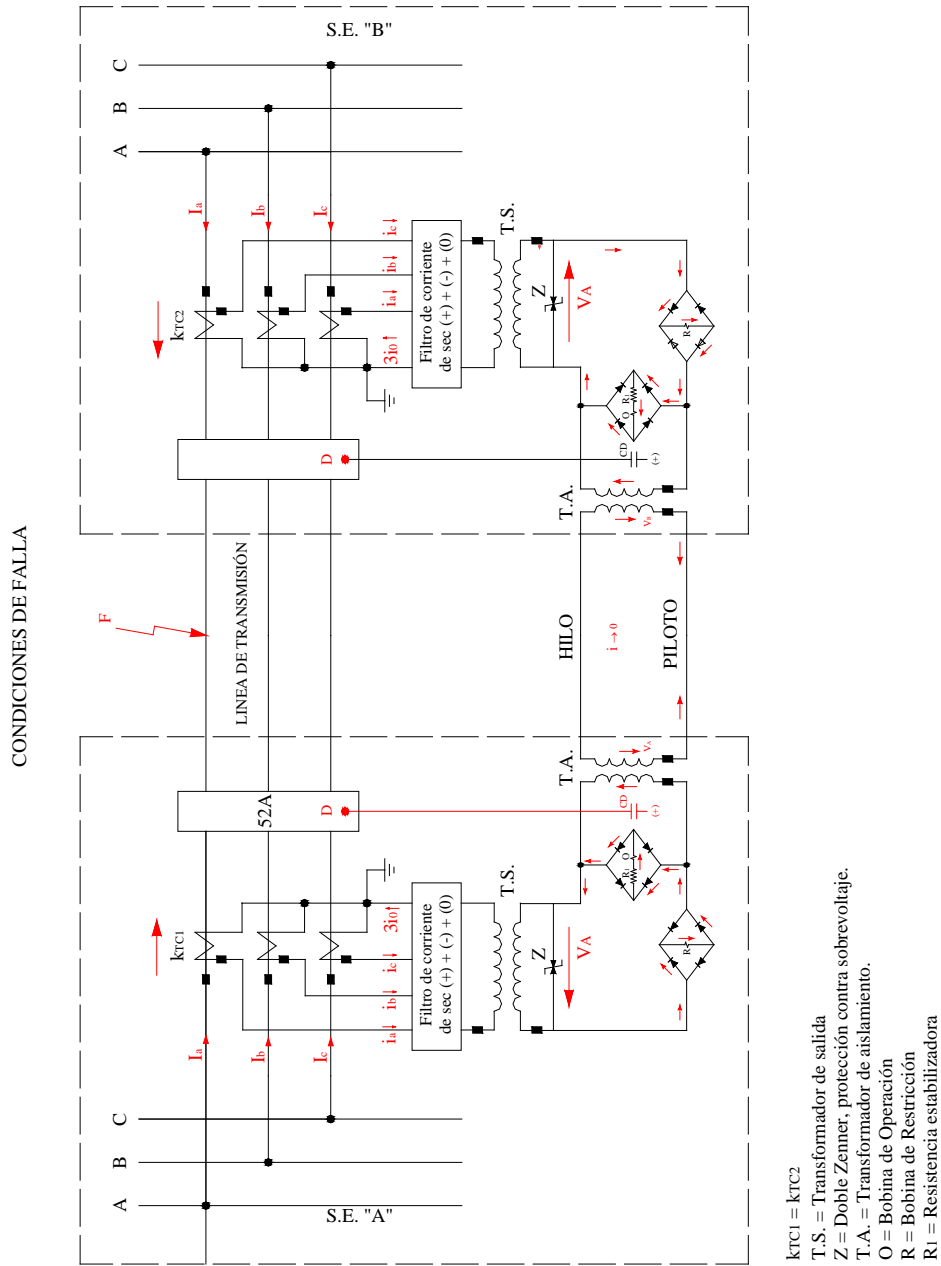


Figura IV.9 Circuito en condiciones de falla

En donde se ha presentado una falla en la línea de transmisión, la corriente de la Subestación Eléctrica “A” permanece en el mismo sentido, pero la corriente de la Subestación Eléctrica “B” cambia en 180° de dirección porque ambas corrientes tienen que alimentar a la falla.

De esta manera, las corrientes y tensiones a través del circuito de protección de la subestación eléctrica “A” no cambian de dirección, pero las tres corrientes inducidas por los TC en sus secundarios cambian de dirección y ahora se muestran entrando al filtro, y por lo tanto la corriente $3i_0$ se muestra saliendo del filtro. Por lo tanto la tensión inducida en el TS cambia de dirección y ahora se muestra en el sentido de la polaridad del transformador.

Entonces la tensión que se ve reflejada en el transformador de aislamiento (TA) también cambia de dirección, y como gracias a esta tensión se produce una corriente, esta corriente ahora se opone a la corriente producida por el circuito de la subestación eléctrica “A” y presentan sentidos opuestos, lo cual hace que la corriente resultante tienda a cero y en los TA se presente una alta impedancia.

Como consecuencia de este efecto en el TA de la figura 9 el puente donde se encuentra la bobina de operación presenta menos impedancia y este es el camino que toma la corriente para circular, como tal, entonces la protección actuará y se cerrará el contacto alimentado con CD, el cual mandará señal de disparo al interruptor librándose así la falla.

La circulación de las corrientes de falla se presenta ahora en color rojo para una mejor comprensión del funcionamiento del circuito. (Ver figura IV.9)

Este efecto en los TA es debido a que los transformadores se están alimentando solo con la corriente de excitación en el primario, y en el secundario equivale a estar abierto y por esta razón la impedancia tiende a infinito. (Ver figura IV.10)

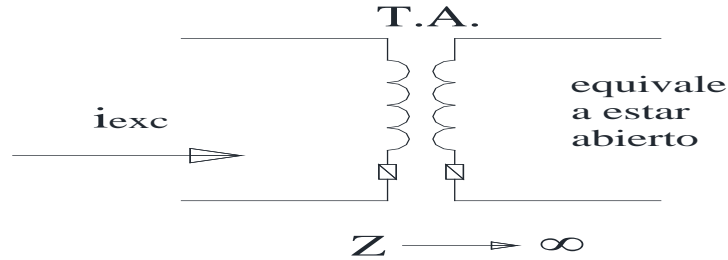


Figura IV.10 Transformadores de alimentación

IV.3 PROTECCIÓN DE RESPALDO DE LINEAS DE TRANSMISIÓN CON RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL

Esta protección utiliza tres relevadores para la protección de sobre corriente entre fases y un relevador para la protección de fase a tierra. (Ver Figura IV .11)

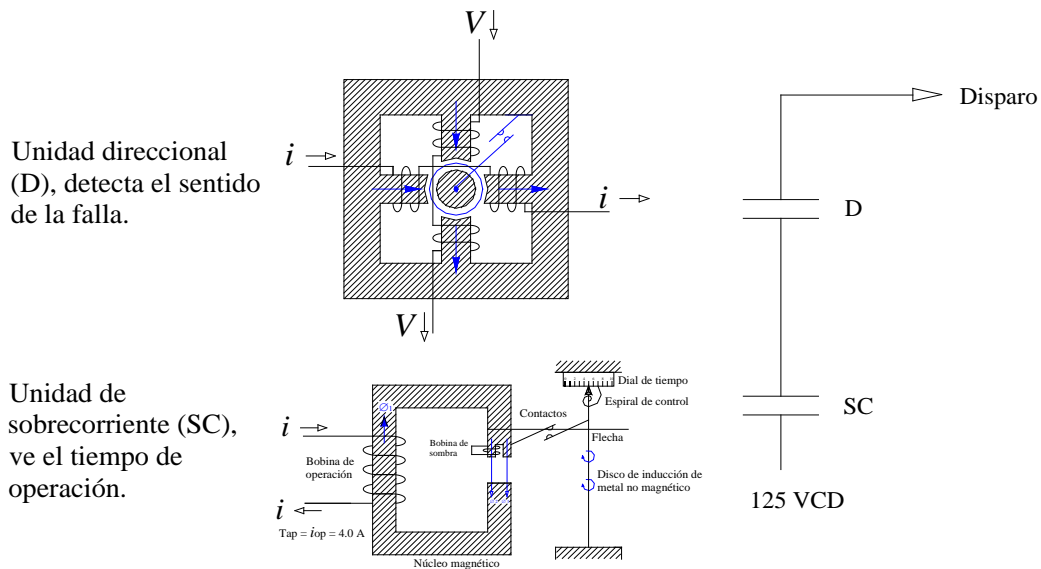
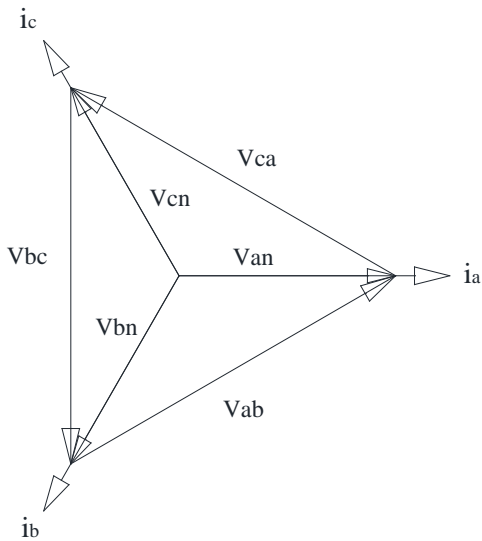


Figura IV. 11 Relevadores de corriente direccional

Para la protección de falla entre fases se utilizan tres relevadores y en su análisis se considera un sistema trifásico balanceado con un factor de potencia unitario.

La alimentación de los relevadores será entonces con una tensión a 90° de la corriente con factor de potencia unitario, como se indica (Figura IV.12), para ello los tres relevadores que evitan la fallas al entrar en fases se alimentan así:

Figura IV.12 Sistema trifásico balanceado por un factor



Donde:

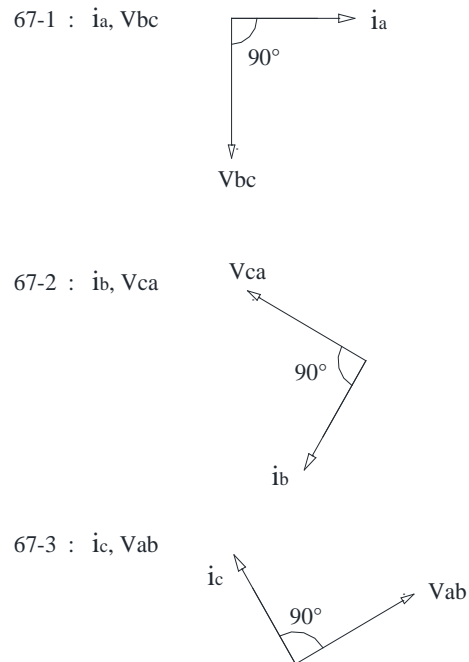


Figura IV.13 Diagrama de conexiones polarización de 67-n

Para la protección de falla a tierra (67-N) solo se necesita un relevador.

(Ver figura 14)

La unidad direccional se puede conectar de dos formas:

1. Utiliza $3i_0$ de los TC de la línea + $3V_0$ de los secundarios de TP auxiliares en delta quebrada.
2. Una de las bobinas de los TC de la línea suministra $3i_0$ + la otra $3i_0$ es obtenida del TC del neutro de un banco de potencia Y/ Δ conectado a las mismas barras de la línea.

La siguiente figura muestra El VAMP 210 que es un relé de protección de generador, por sus características es ideal para la protección de generadores de tamaño pequeño y mediano.

En este caso este relevador nos ofrece diferente tipos de proteccion como son:

Tres etapas de sobrecorriente.(50/51)

Voltaje restringido (51v)

Dos etapas de direccional de falla a tierra (67n)

Sobre voltaje de secuencia cero (59n)

Desbalance de corriente (46)



Figura IV.14 Relevador VAMP 210

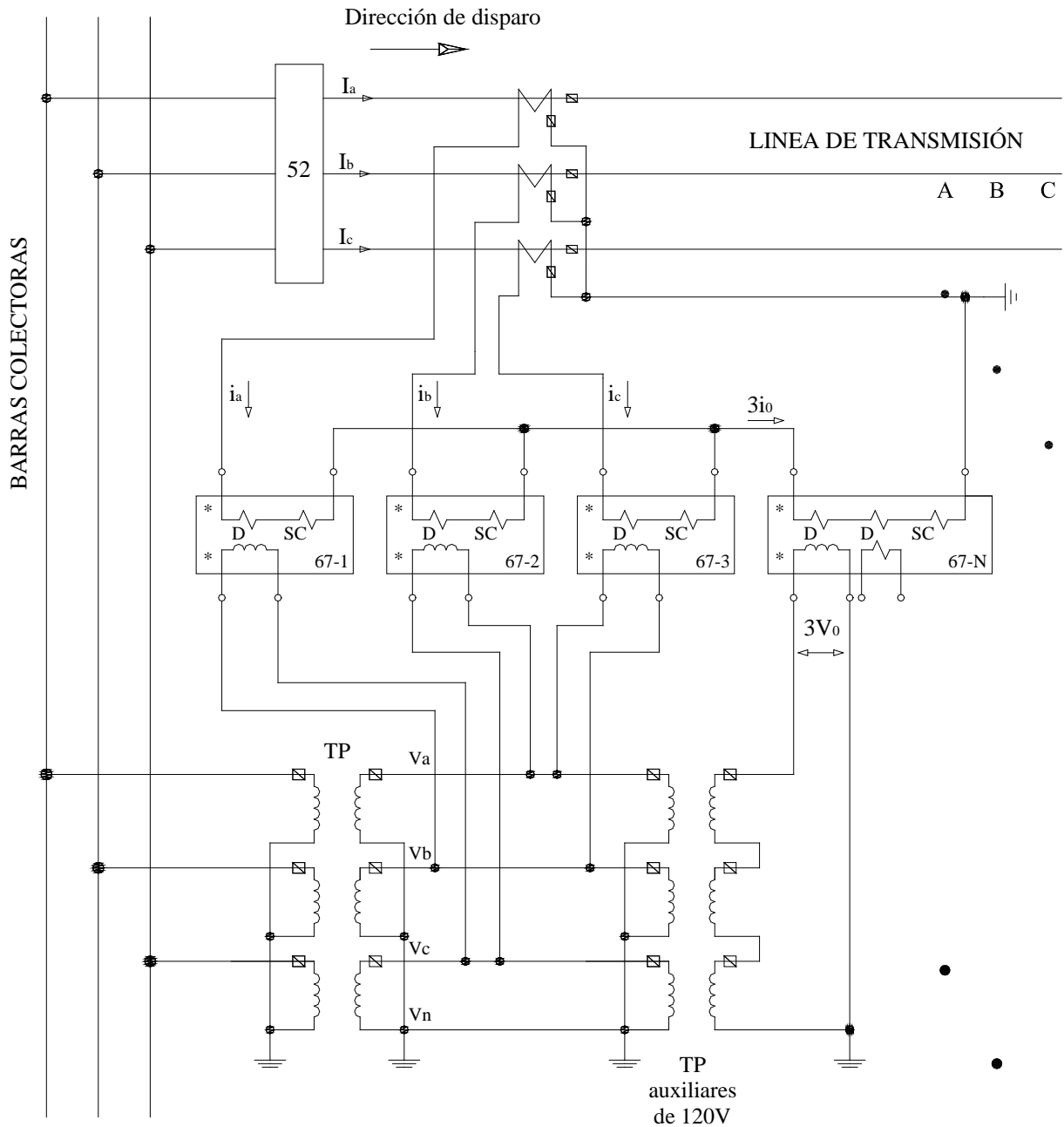


Figura IV .15 Barras colectoras

Se tienen direccionales y una de sobrecorriente. En este relevador (67-N) se pueden polarizar las unidades con tensión o con corriente, este diagrama muestra la polarización (SC). También se tiene un relevador para protección de

fallas a tierra (67-N), con dos con tensión ya que utiliza el $3V_0$ proveniente del secundario de los TP auxiliares en delta quebrada; tres relevadores para protección contra sobrecorriente entre fases (67-1, 67-2, 67-3), cada uno con una unidad direccional (D) y una de sobrecorriente unidades.

Ahora, el siguiente diagrama muestra la polarización del 67-N con corriente, utilizando la $3i_0$ proveniente del secundario del TC conectado en el neutro o cierre de estrella del banco de potencia del que se debe disponer. (Ver figura IV.16)

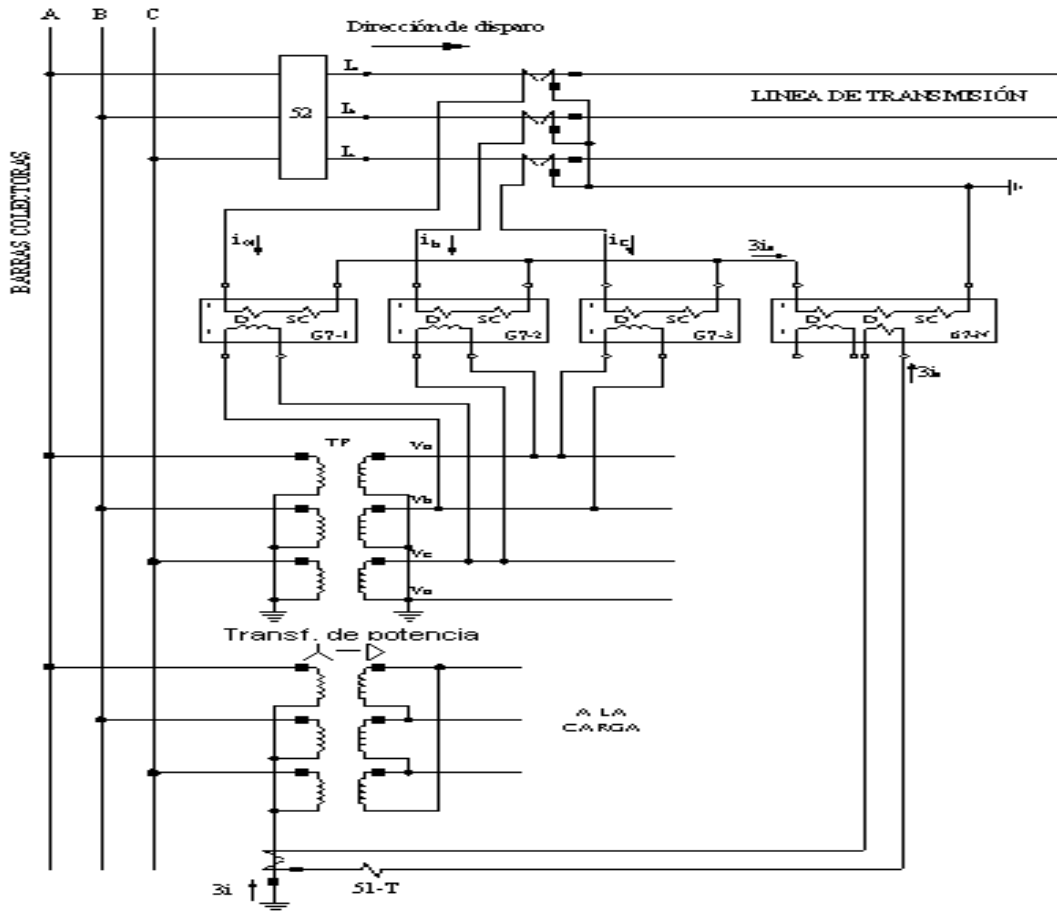


Figura IV .16 polarización del 67-N con corriente, utilizando la $3i_0$

En este T C del neutro se tiene un relevador de respaldo para fallas a tierra y de allí se toma la polarización. Es necesario verificar que la conexión del banco debe ser Y/ Δ para poder disponer de esta polarización para el relevado 67N.

IV.4 PROTECCIÓN DE BARRAS COLECTORAS.

La primera forma de protección de barras colectoras fue proporcionada por los relevadores de los circuitos en los que se suministraba corriente a una barra colectora,. En otras palabras, se incluyó la barra colectora dentro de la zona de respaldo de estos relevadores. Este método fue de baja velocidad relativamente, y las cargas derivadas de las líneas se interrumpirían en forma innecesaria, pero era inefectivo de otro modo. Algunos prefirieron este método a aquel en el cual el funcionamiento accidentado de un solo relevador dispararía todas, las conexiones a la barra colectora.

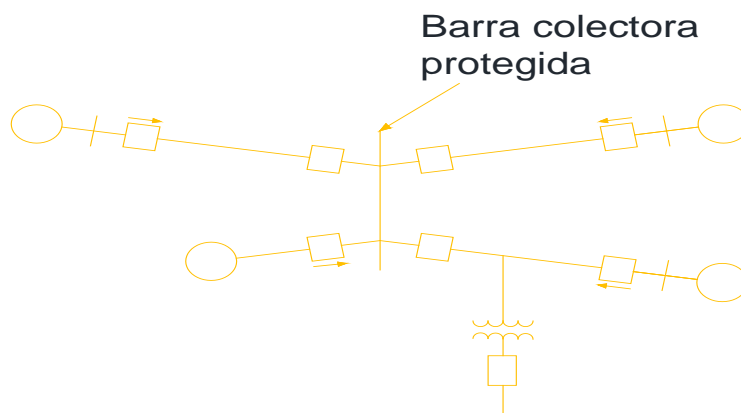


Figura IV .17 Protección de barra colectora por medio de relevadores de respaldo

IV.4.1 PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRAS CON TRANSFORMADORES

Esta es la protección de barras colectoras mediante transformadores suma, los cuales reciben una señal trifásica y la convierten en una señal monofásica del orden de miliamperes (mA).

Los TC se conectan de tal manera que se protejan a las barras y a los interruptores de potencia, estos TC,s se conectan en estrella, con el cierre de la estrella del lado de los interruptores, los secundarios de los TC son las señales que recibirán los transformadores suma (TS), y a la salida monofásica de estos TS se conectará el circuito de protección.

En la Figura IV. 18 se muestra el diagrama en condiciones normales de funcionamiento, suponiéndose no hay falla en las barras. El sentido de las corrientes se muestra en color azul.

Se tienen tres interruptores de potencia y a cada uno se le conectan tres TC en estrella, en el 51-1 se alimenta una corriente de 600A, los TC son 600:5 y esos 5A se inducen en el secundario del TS como 100mA los cuales tienen el sentido en dirección a la marca de polaridad, esta corriente sigue su camino y pasa por la bobina de restricción.

Los TC del 52-2 proporcionan 200A e inducen en el secundario del TS 33mA en el sentido contrario a la marca de polaridad teniendo la dirección mostrada en el diagrama. El 52-3 también proporciona corriente y son 400A los cuales se ven reflejados en el secundario del TS como 67mA que sumada a los

33mA son los 100mA del 52-1, ya que las corrientes de estos dos últimos muestran direcciones opuestas a la corriente del primero.

Como se ve en el diagrama en condiciones normales no circula corriente por la bobina de operación y por lo tanto no se operará la protección porque no se tiene falla. (Figura IV.18)

CONDICIONES NORMALES

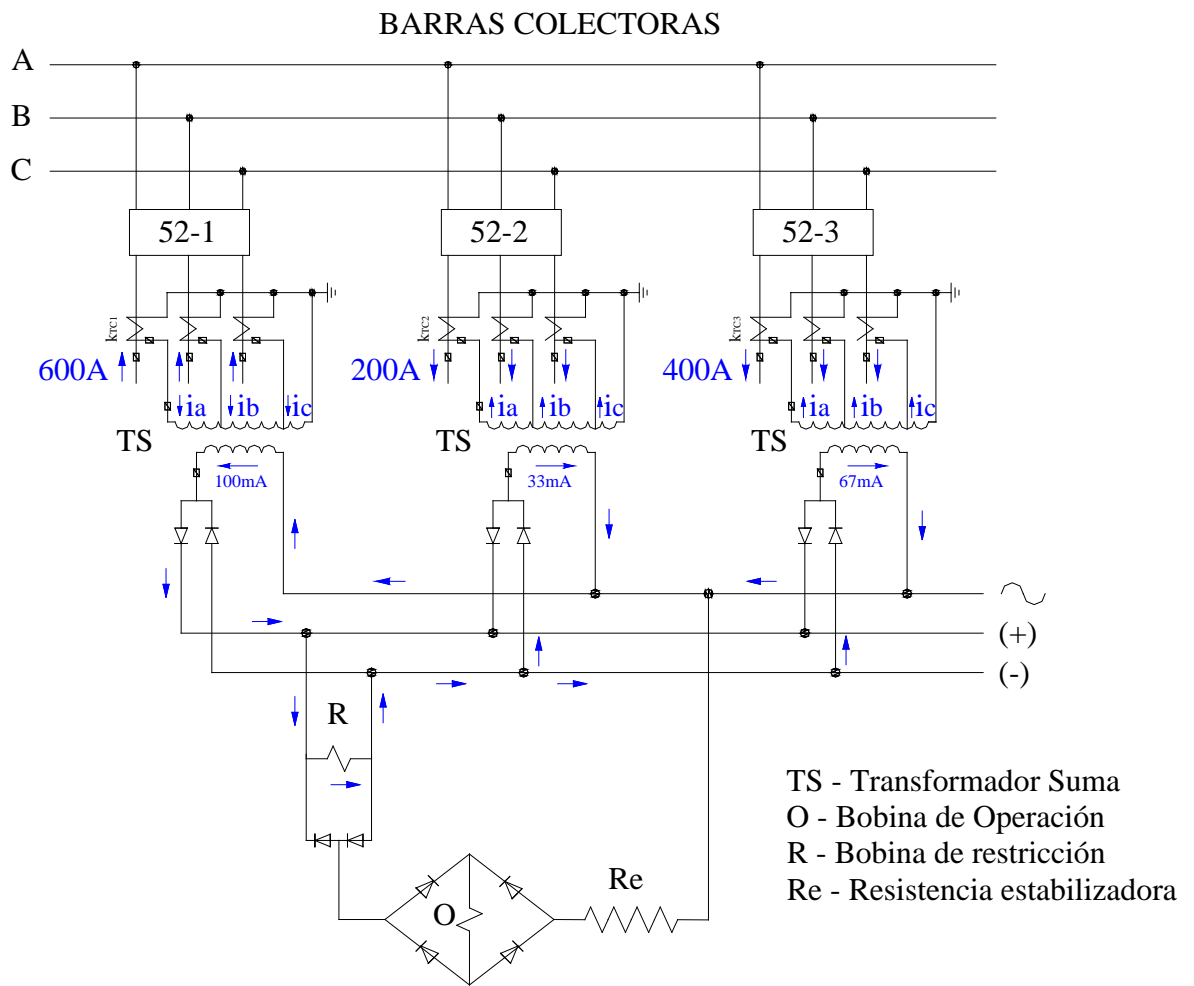


Figura IV .18 Barras colectoras en condiciones normales

En la siguiente figura se pueden ver las condiciones reales de las barras colectoras. Así como sus diversos componentes.



Figura IV.19 ubicación de barras colectoras

La siguiente figura muestra el diagrama de funcionamiento de la protección diferencial de barras en condiciones de falla, en esta ocasión la corriente si pasará a través de la bobina de operación, ya que presenta un camino de menor impedancia al paso de la corriente.

En el diagrama de la figura IV.20 se muestra como las corrientes que entran al interruptor 52-2 y 52-3 cambian de dirección, debido a que al presentarse la falla debe ser alimentada por todo el sistema. En el diagrama se muestran las direcciones que toman las corrientes y se representan en color rojo para un mejor análisis. (ver Figura IV.20)

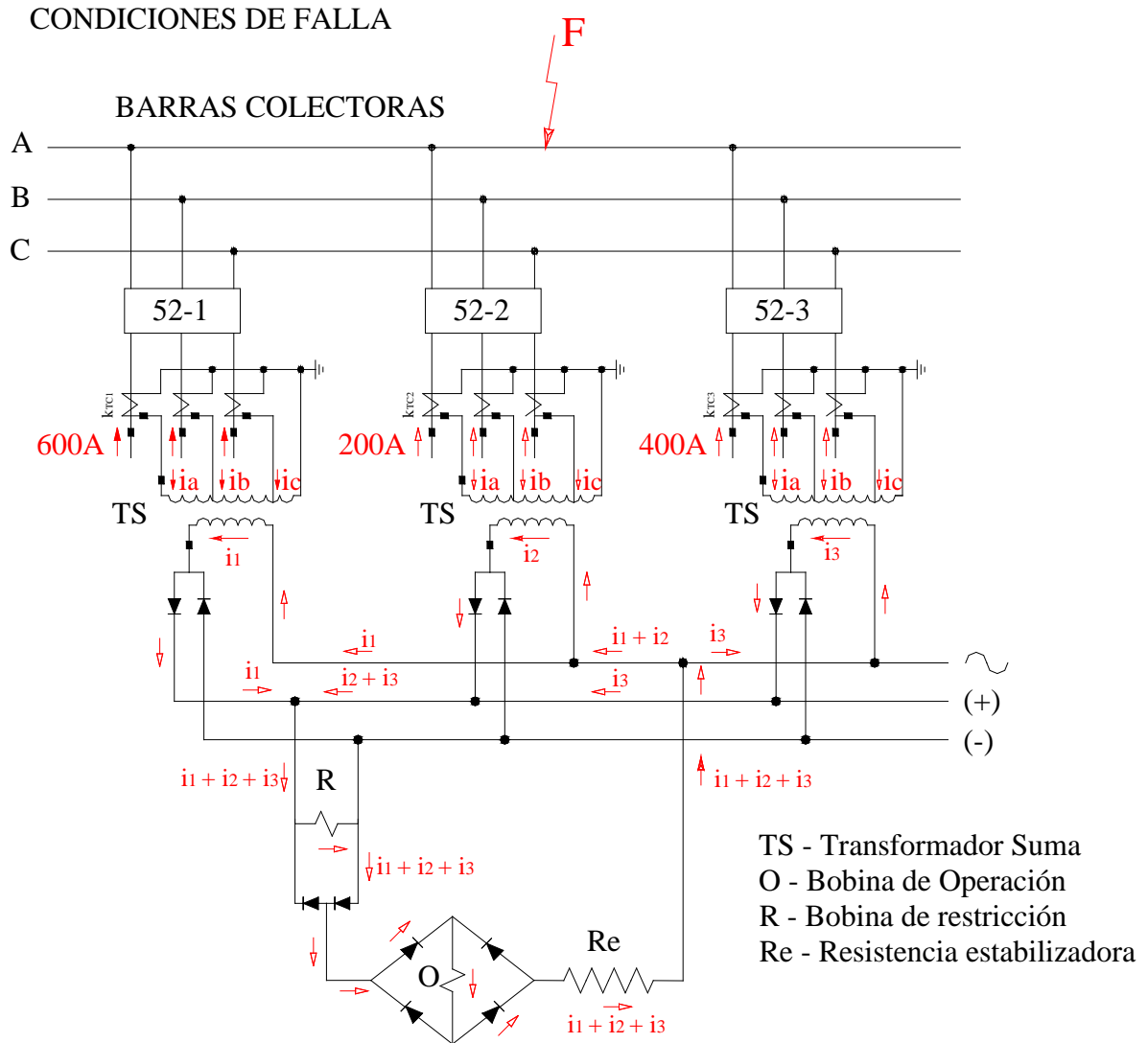


Figura IV.20 Barras colectoras en condiciones de falla

Al pasar la corriente por la bobina de operación se acciona la protección cerrándose los contactos de los relevadores y mandando señal de disparo a los interruptores de potencia. (ver Figura IV .21)

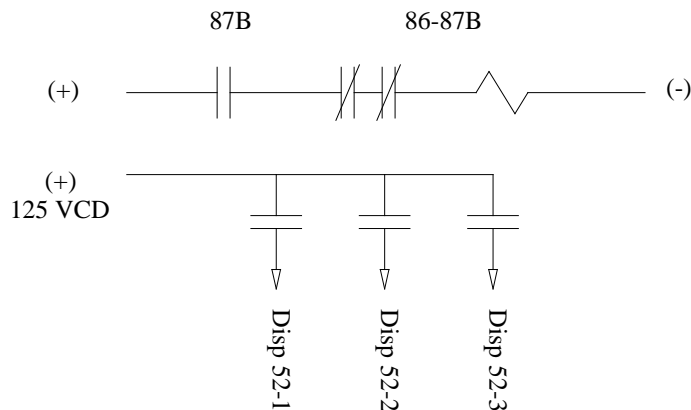


Figura IV.21 Señal de disparo

IV.5. PROTECCIÓN DE GENERADORES

La frecuencia de falla en máquinas rotatorias es pequeña como resultado como el resultado de diseños modernos y adecuados materiales. De esta forma, es importante que las condiciones anormales sean reconocidas prontamente y aislar esta área rápidamente.

Las máquinas rotatorias pueden ser sujetas a un numeroso tipo de condiciones anormales. Algunas de estas condiciones pueden ser:

- Fallas en los bobinados.
- Sobrecarga.
- Sobre calentamiento (bobinados y rodamientos).
- Sobrevelocidad.
- Falla o pérdida de campo.
- Motorización del generador.
- Desbalanceamiento de las corrientes de operación.
- Pérdida de sincronismo.

IV.5.1 PROTECCIÓN DIFERENCIAL DEL GENERADOR.

El siguiente diagrama de la (Figura IV.22) es la aplicación del principio de funcionamiento de la protección diferencial a un generador. En condiciones normales se tienen los siguientes sentidos de corriente en los secundarios de los TC y el relevador no opera.

Se utilizan las mismas relaciones de transformación para los TC en la protección del generador, el diagrama siguiente se muestra la protección a una fase.

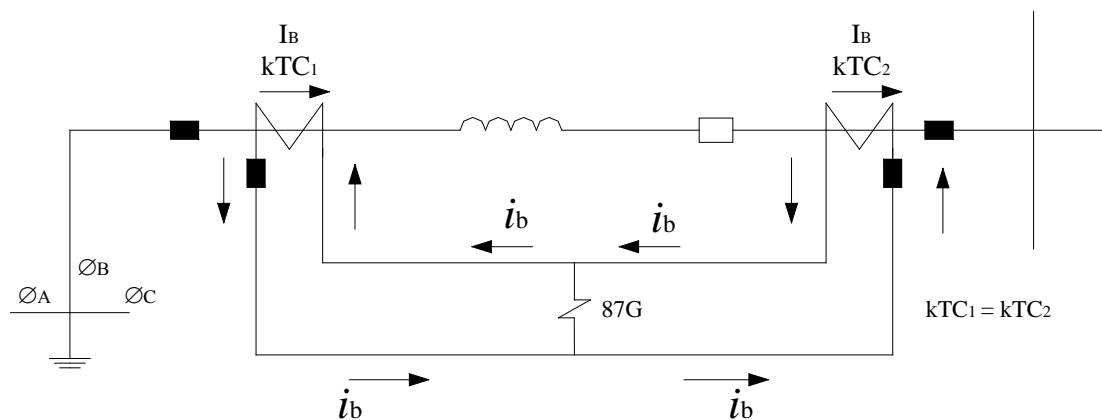


Figura IV .22 Diagrama de protección a una fase

Ahora en condiciones de una falla, las corrientes adquieren los siguientes sentidos y el relevador opera. Se observa en (la figura IV .23) que aparece una corriente de falla i_f que pasa por el relevador, esta es la suma de las corrientes que se inducen en los secundarios, que son las que alimentan a la falla.

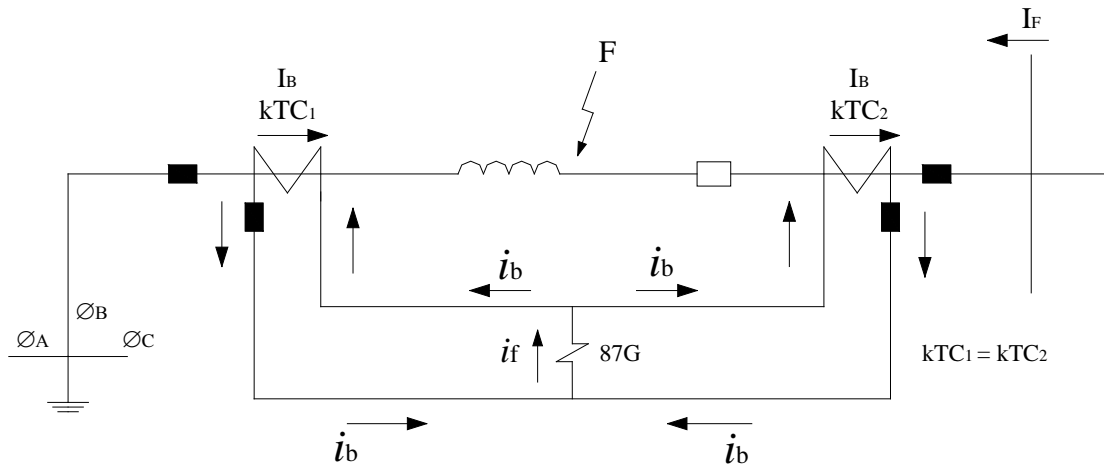


Figura IV.23 Diagrama en condiciones de falla i_f

Con el fin de reducir el número de conductores y el consumo de energía en los secundarios de los TC de la protección diferencial del generador, se utiliza la conexión estrella en sus secundarios.(ver figura IV.24)

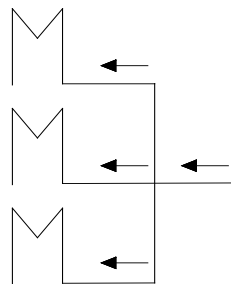


Figura IV.24 Conexión estrella

En condiciones normales la corriente en el cierre de la estrella es cero. Con este arreglo se ahorran dos conductores de retorno de los TC.

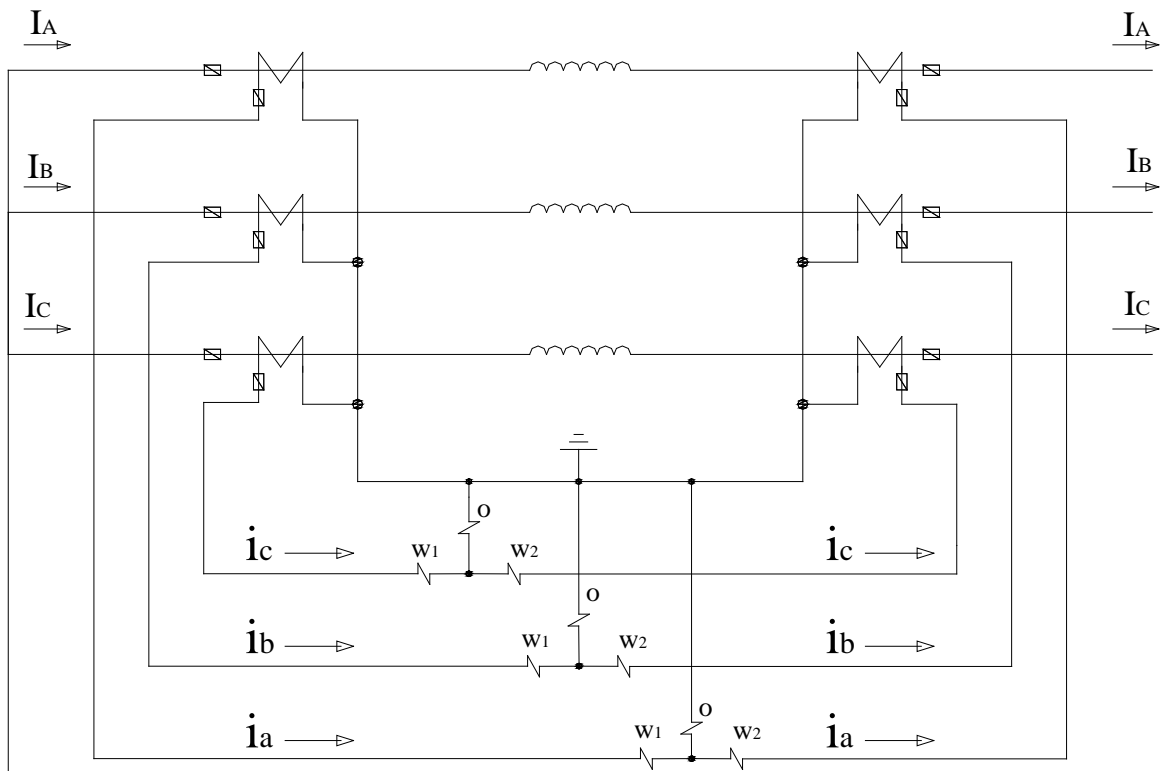


Figura IV.25 Arreglo de dos conductores de retorno de TC

IV.6 PROTECCIÓN CONTRA LA MOTORIZACIÓN DEL GENERADOR

Se utiliza el relevador direccional de potencia. La condición normal es que el generador esté entregando potencia al sistema, sin embargo, si el generador pierde la potencia mecánica suministrada por el primo motor, ya no genera

energía eléctrica y la toma del sistema, comportándose como motor, debiendo desconectarse del sistema. (Ver figura IV.26)

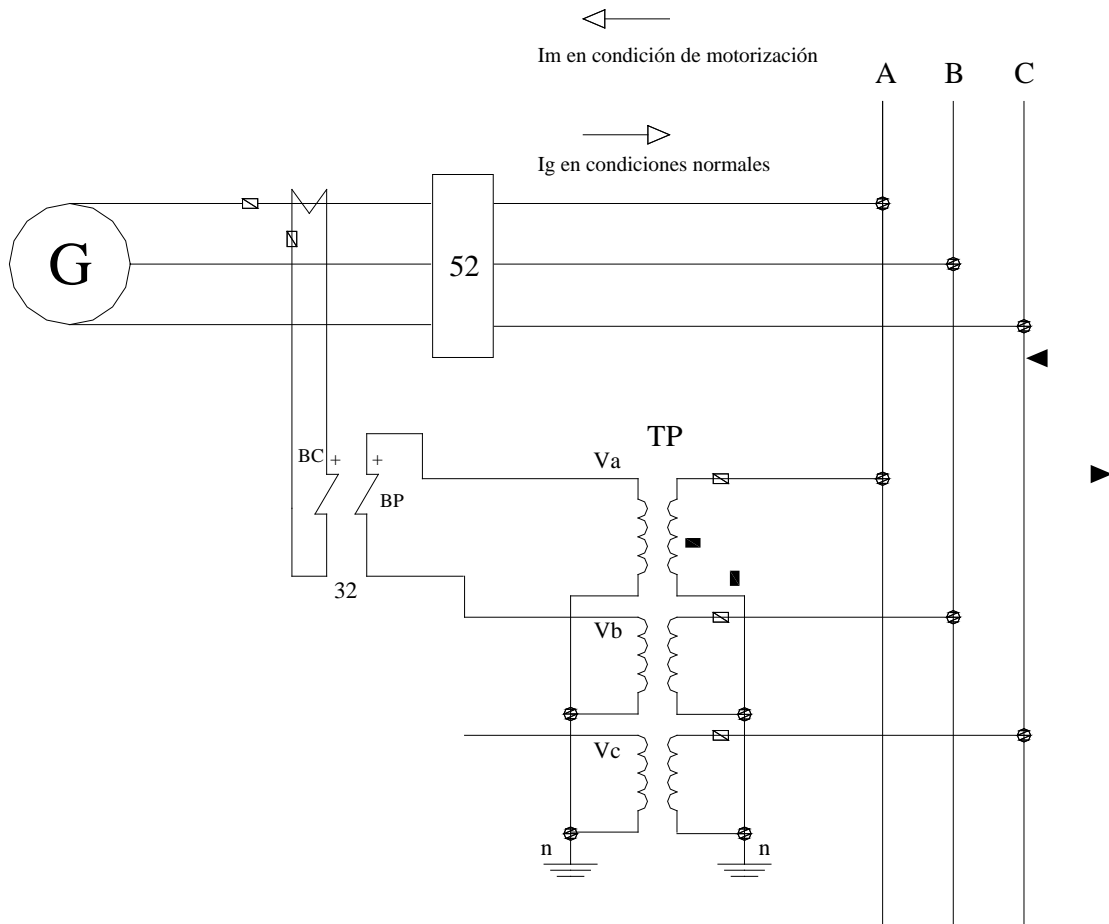


Figura IV .26 Relevador direccional de potencia

Este relevador utiliza la conexión 30° y se usa para proteger al generador contra la motorización. (Ver figura IV.26)

BC Bobina de corriente
BP Bobina de potencial

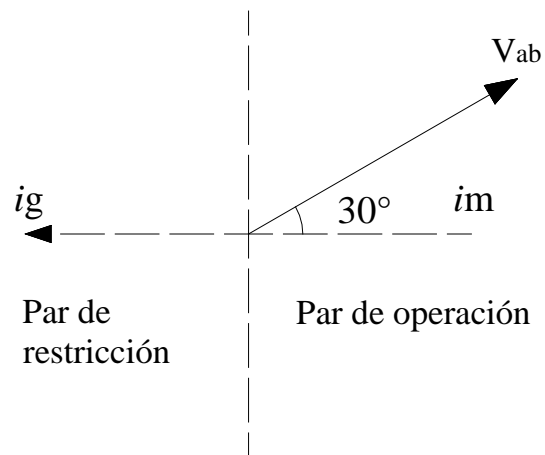
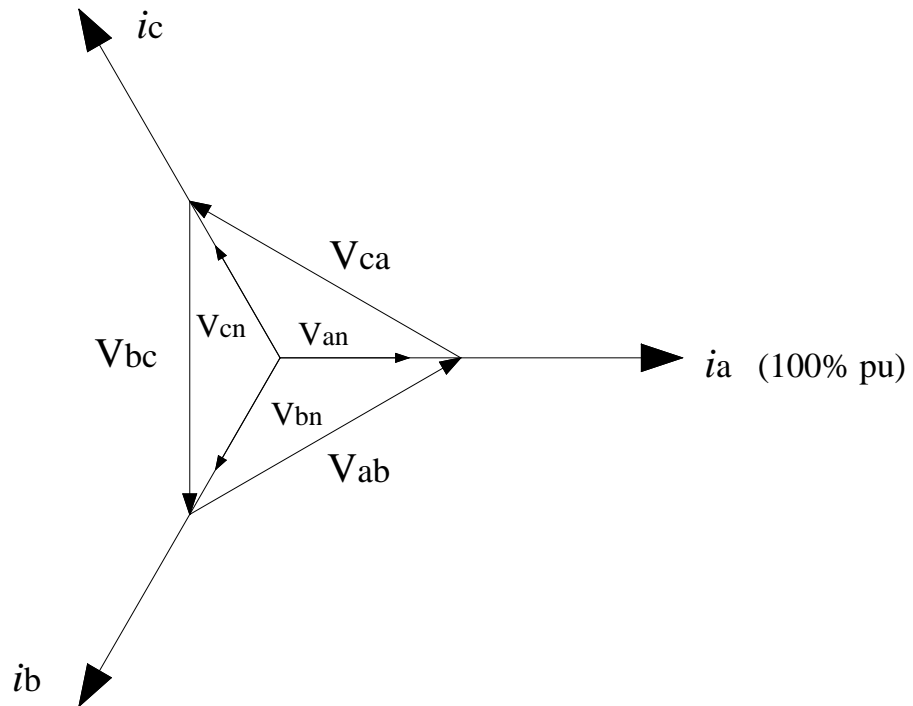


Figura IV .27 Par de protección

Si el relevador está recibiendo la corriente de la fase A(i_a) , la bobina de potencial debe conectarse al voltaje V_{ab} que se encuentra a 30° de dicha corriente y este ángulo es el que debe ver el relevador en el momento de la motorización del generador, para que opere correctamente.

IV.6.1. PROTECCIÓN CONTRA SOBRECALENTAMIENTO DEL ESTATOR.

El sobrecalentamiento del estator es producido por sobrecarga o por falla en el sistema de enfriamiento. La forma de detectarlo es colocando resistencias o termopares en el estator, los cuales se conectan con un juego de resistencias y un relevador direccional formando un Puente de Wheatstone. El relevador tiene par de operación que tiende a abrir los contactos cuando la resistencia es baja, indicando baja temperatura de la máquina. Cuando la temperatura de la máquina excede 120°C (para máquinas con aislamiento clase B), el puente se desbalancea y los contactos de relevador se cierran enviando una señal de alarma.

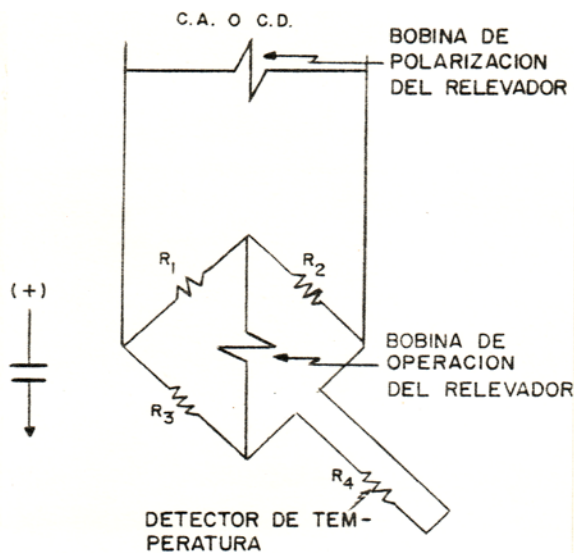


Figura IV.28 Diagrama de conexiones de sobrecalentamiento del estator.

IV.6.2. ANÁLISIS DE FASORES.

Es una cantidad compleja que se emplea para representar funciones del tiempo que varían de forma senoidal.

IV.6.3.RELACIÓN DE VOLTAJE ENTRE FASES Y VOLTAJE AL NEUTRO EN EL SISTEMA TRIFÁSICO

Voltajes de Fase a Neutro de un Sistema Trifásico Balanceado.

$$V_{an} = k \angle 0^\circ = k [1 + j0]$$

$$V_{bn} = k \angle 240^\circ = k \angle -120^\circ = k \left[-\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2} \right]$$

$$V_{cn} = k \angle 120^\circ = k \left[-\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \right]$$

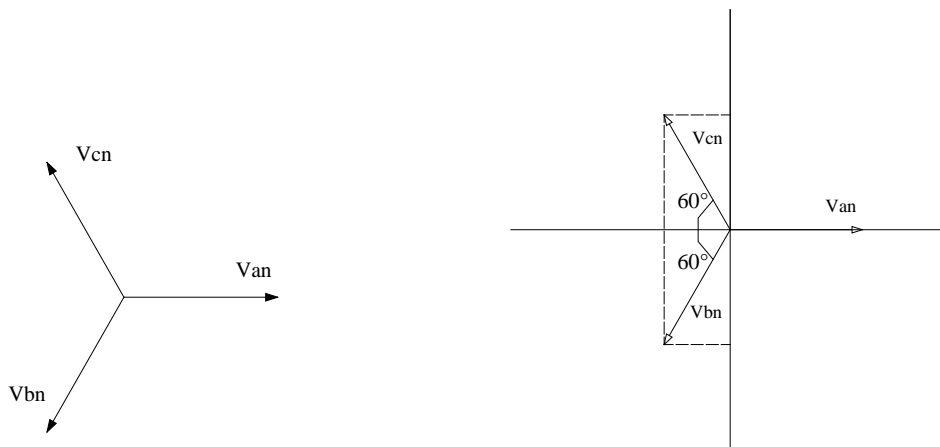


Figura IV.29 Sistema trifásico balanceado

Obtención de los valores de las funciones trigonométricas para los ángulos de 30° y 60° a partir de un triángulo isósceles que tiene por lados 2 unidades para ello es necesario utilizar el teorema de Pitágoras en el siguiente triángulo

$$c^2 = a^2 + b^2$$

$$a = \sqrt{c^2 - b^2}$$

$$a = \sqrt{2^2 - 1^2}$$

$$a = \sqrt{4 - 1}$$

$$a = \sqrt{3}$$

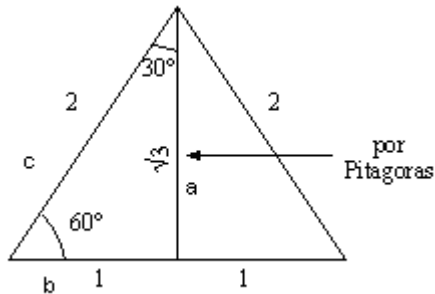


Figura IV.30 Teorema de Pitágoras

$$\cos 60^\circ = 1/2 \quad \cos 30^\circ = \sqrt{3}/2 \quad \tan 30^\circ = 1/\sqrt{3}$$

Determinación de V_{ab} .

$$V_{ab} = V_{an} - V_{bn} = k \left[(1 + j0) - \left(-\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2} \right) \right] = k \left(\frac{3}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \right)$$

$$|V_{ab}| = k \sqrt{\left(\frac{3}{2}\right)^2 + \left(\frac{\sqrt{3}}{2}\right)^2} = k \sqrt{\frac{9}{4} + \frac{3}{4}} = k \sqrt{\frac{12}{4}} = k \sqrt{3}$$

$$\theta = \tan^{-1} \frac{\frac{\sqrt{3}}{2}}{\frac{3}{2}} = \tan^{-1} \frac{\sqrt{3}}{3} = \tan^{-1} \frac{\sqrt{3}\sqrt{3}}{3\sqrt{3}} = \tan^{-1} \frac{3}{3\sqrt{3}} = \tan^{-1} \frac{1}{\sqrt{3}}$$

$$\theta = 30^\circ$$

$$V_{ab} = \sqrt{3} k \angle 30^\circ$$

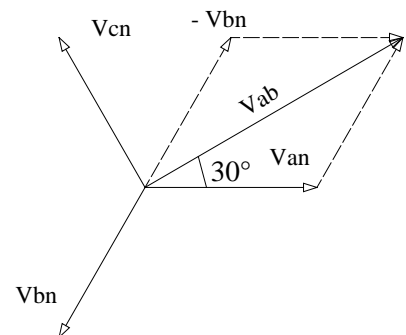


Figura IV.31 Obteniendo el valor de V_{ab}

Determinación de Vbc.

$$V_{bc} = V_{bn} - V_{cn}$$

$$V_{bc} = k \left[\left(-\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2} \right) - \left(-\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \right) \right]$$

$$V_{bc} = k (-j\sqrt{3})$$

$$|V_{bc}| = k \sqrt{(0)^2 - (\sqrt{3})^2} = k \sqrt{3}$$

$$\theta = \text{tg}^{-1} \frac{\sqrt{3}}{0} = \text{tg}^{-1} \infty = -90^\circ$$

$$V_{bc} = \sqrt{3} k \angle -90^\circ$$

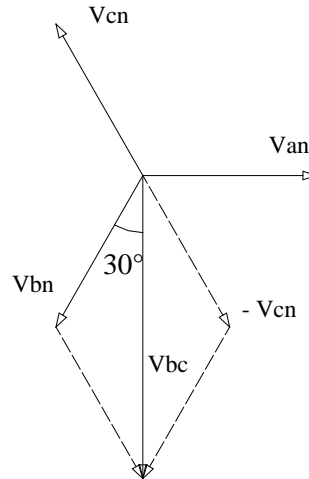


Figura IV.32 Obteniendo el valor de Vbc

Determinación de Vca.

$$V_{ca} = V_{cn} - V_{an}$$

$$V_{ca} = k \left[\left(-\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \right) - (1 + j0) \right]$$

$$V_{ca} = k \left(-\frac{3}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \right)$$

$$|V_{ca}| = k \sqrt{\left(-\frac{3}{2} \right)^2 + \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \right)^2} = k \sqrt{\frac{9}{4} + \frac{3}{4}} = k \sqrt{\frac{12}{4}} = \sqrt{3} k$$

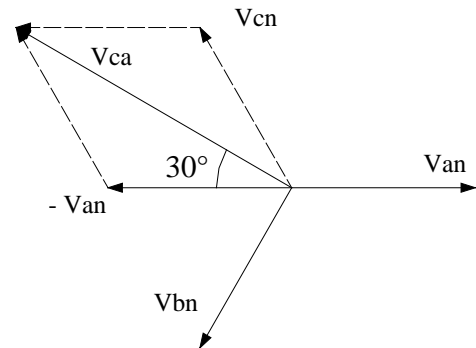


Figura IV.33 Obteniendo Vca

$$\theta = \operatorname{tg}^{-1} \frac{\frac{\sqrt{3}}{2}}{\frac{2}{3}} = \operatorname{tg}^{-1} -\frac{2\sqrt{3}}{6} = \operatorname{tg}^{-1} -\frac{1}{2}\sqrt{3} = \operatorname{tg}^{-1} -\frac{\sqrt{3}\sqrt{3}}{3\sqrt{3}} = \operatorname{tg}^{-1} -\frac{3}{3\sqrt{3}} = \operatorname{tg}^{-1} -\frac{1}{\sqrt{3}}$$

$$V_{ca} = \sqrt{3} \text{ k} \angle -30^\circ = \sqrt{3} \text{ k} \angle 150^\circ$$

Se concluye que la magnitud del voltaje entre fases es $\sqrt{3}$ veces el voltaje al neutro.

$$\text{Si } V_n = 258 \text{ V} \quad \therefore V_{ff} = \sqrt{3} (258) = 440 \text{ V}$$

Obtención de la resultante de: $a - a^2$ y de $a^2 - a$

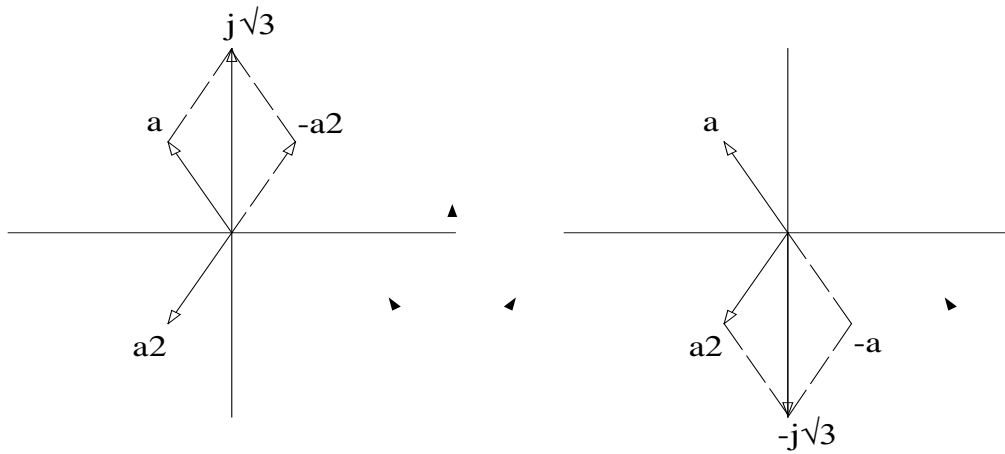
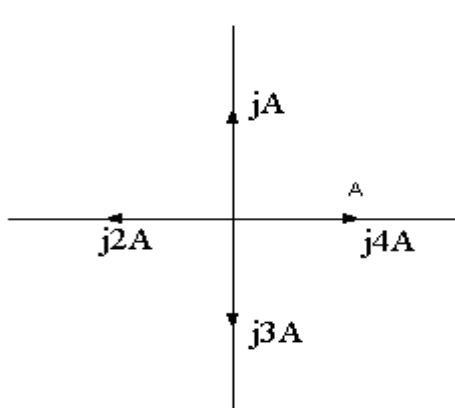


Figura IV .34 Resultante: $a - a^2$ y de $a^2 - a$

Cuando a un vector ó fasor lo multiplicamos por el operador j , dicho vector gira 90°



$$\begin{aligned}
 A &= A \angle 0^\circ \\
 jA &= A \angle 90^\circ \\
 j^2 A &= j j A = A \angle 180^\circ = -A \\
 j^3 A &= j j^2 A = A \angle 270^\circ = -jA \\
 j^4 A &= j j^3 A = A \angle 360^\circ = A \angle 0^\circ
 \end{aligned}$$

(Figura IV .35) multiplicación del operador j

Se observa que:

$$j^2 A = -A$$

Despejando:

$$\begin{aligned}
 j^2 &= \frac{-A}{A} \\
 j^2 &= -1 \\
 j &= \sqrt{-1}
 \end{aligned}$$

Ahora:

$$j^4 = j^2 \cdot j^2 = (-1) (-1) \quad j^3 = j^2 \cdot j = -j \quad j^4 = 1$$

V.1 CONSIDERACIONES GENERALES SOBRE RELEVADORES UTILIZADOS EN PROTECCIONES DE SISTEMAS DE POTENCIA.

A continuación se muestra un lista de números normalizados que corresponden a relevadores y equipo relacionados con los esquemas de protección, se hará mención de algunos de ellos, en forma breve, con el fin de ir conociendo sus funciones y la forma en que se conectan.

NUMEROS NORMALIZADOS USADOS EN DIAGRAMAS ELÉCTRICOS.

2	Relevador de Retardo de Arranque o de Cierre
21	Relevador de Distancia
25	Verificador de Sincronismo
27	Relevador de Bajo Voltaje
32	Relevador Direccional de Potencia
40	Relevador de Campo
43	Dispositivo Manual de Transferencia
47	Relevador de Voltaje de Secuencia de Fases
49	Relevador Térmico de Máquina
50	Relevador Instantáneo de Sobrecorriente
51	Relevador de Sobrecorriente con Retardo en la Operación
52	Interruptor de Potencia
59	Relevador de Sobrevoltaje
62	Relevador de Retardo de Paro o Apertura
63	Relevador que Opera con Precisión de Líquido o de Gas
67	Relevador Direccional de Sobrecorriente
68	Relevador de Bloqueo
74	Relevador de Alarma
79	Relevador de Recierre
81	Relevador de Frecuencia
86	Relevador de bloqueo sostenido (operado en forma permanente)
87	Relevador de Protección Diferencial
89	Cuchilla Desconectadora Accionada Eléctricamente
2	Relevador de Retardo de Arranque o de Cierre.
62	Relevador de Retardo de Paro o de Apertura.

El 2 y el 62 son temporizadores, antiguamente se utilizaban mecanismos de relojería para dar un cierto retardo en la operación de algunos relevadores. Actualmente se utilizan unidades en estado sólido.

- 27 Relevador de Bajo Voltaje.
- 59 Relevador de Sobrevoltaje.

El 27 es un relevador de bajo voltaje y el 59 es un relevador de sobrevoltaje. El 27 se usa para enviar señales de alarma de bajo voltaje.

Conexión del relevador de bajo voltaje (27)

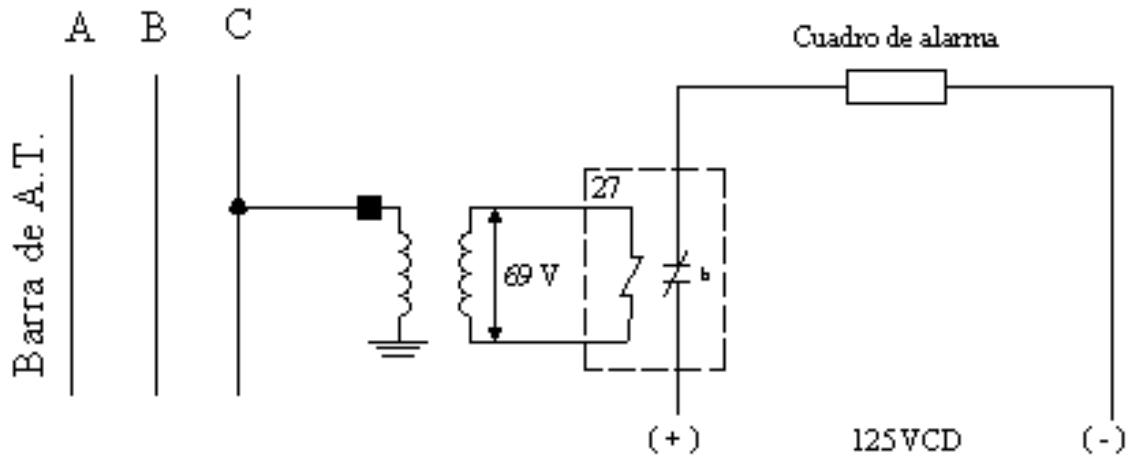


Figura V.1 Conexión del relevador de bajo voltaje (27)

$V_{\text{nominal}} = 69 \text{ V}$
 $V_{\text{operación}} = 90\% V_n = 62.1 \text{ V}$ ← debe enviar la alarma cuando el voltaje esté debajo de este valor.

Conexión del relevador de Sobrevoltaje (59)

El 59 se usa para enviar señales de alarma de Sobrevoltaje.

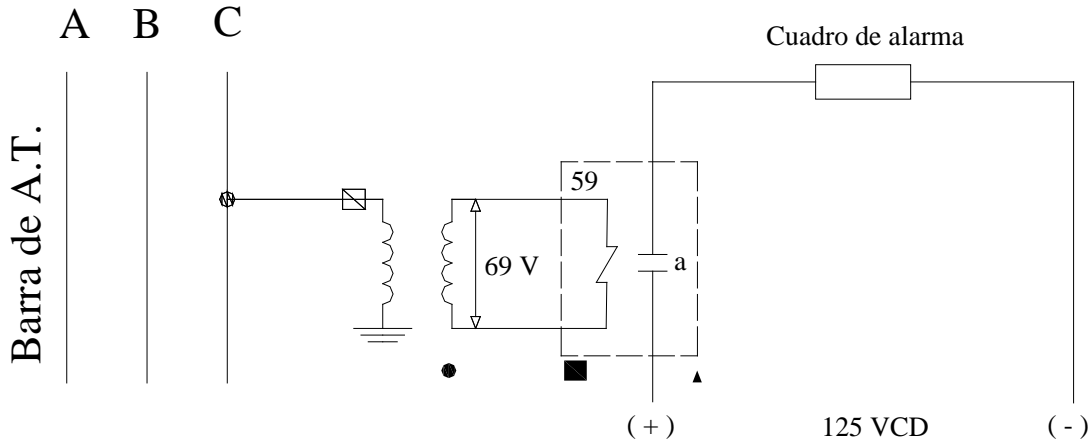


Figura V.2 Conexión del relevador de Sobrevoltaje (59)

$V_{\text{nominal}} = 69 \text{ V}$
 $V_{\text{operación}} = 110\% V_n = 75.9 \text{ V}$ ← debe operar y enviar señal de alarma cuando el voltaje esté arriba de este valor.

- 50 Relevador de Sobrecorriente Instantáneo
- 51 Relevador de Sobrecorriente con Retardo en la Operación

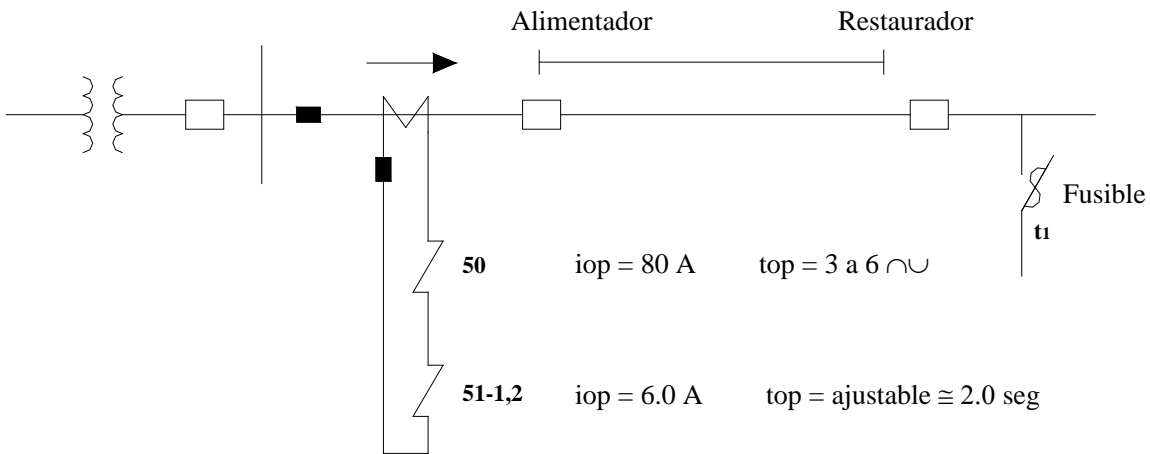
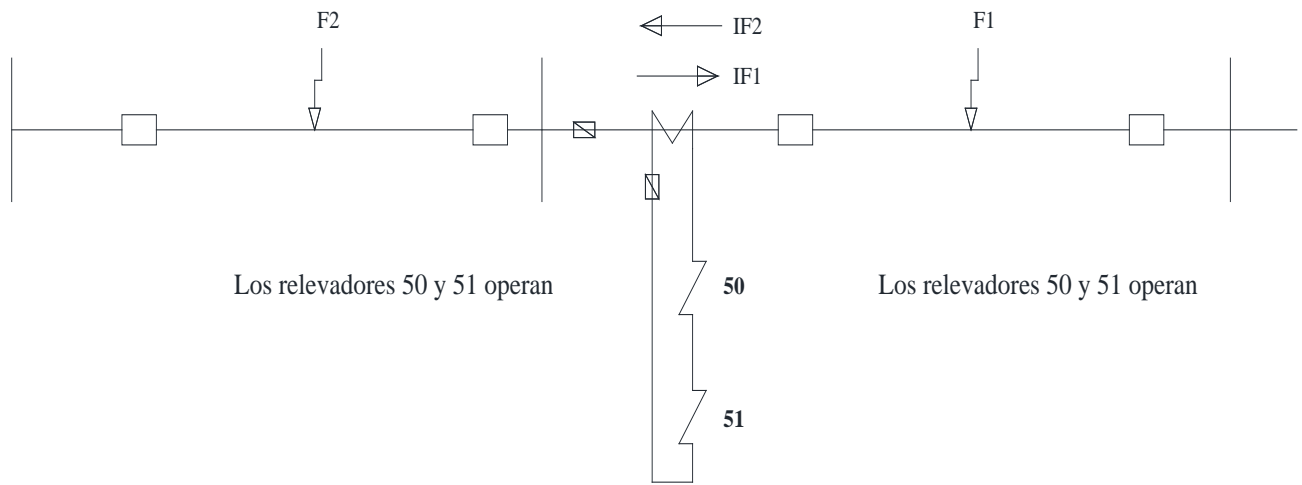


Figura V.3 Diagrama de alimentador y restaurador

Detectan únicamente la magnitud de la corriente.

Se utilizan en circuitos radiales, la potencia se transmite en un solo sentido, no hay regreso.



No detectan el sentido en que fluye la potencia

Figura V.4 Circuitos radiales

Estos relevadores operan con falla adelante o atrás de los puntos en que están instalados porque únicamente son sensibles a la magnitud; por lo que es conveniente utilizarlos únicamente en circuitos radiales.

67 Relevador Direccional de Sobrecorriente.

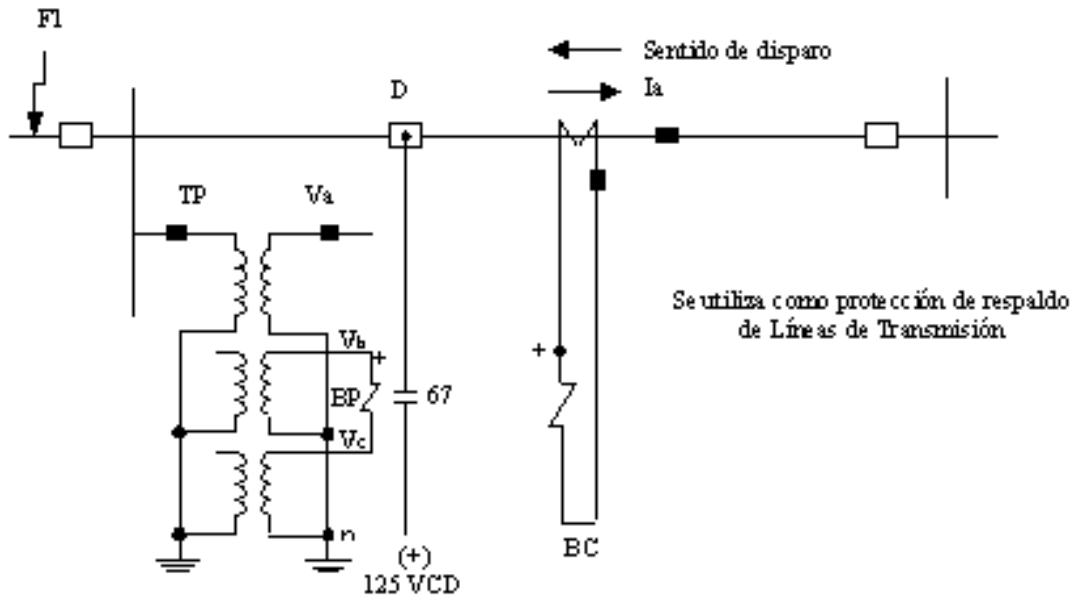


Figura V.5 67 Relevador Direccional de Sobrecorriente.

Para protección de Sobrecorriente direccional de líneas se utiliza la conexión de 90°

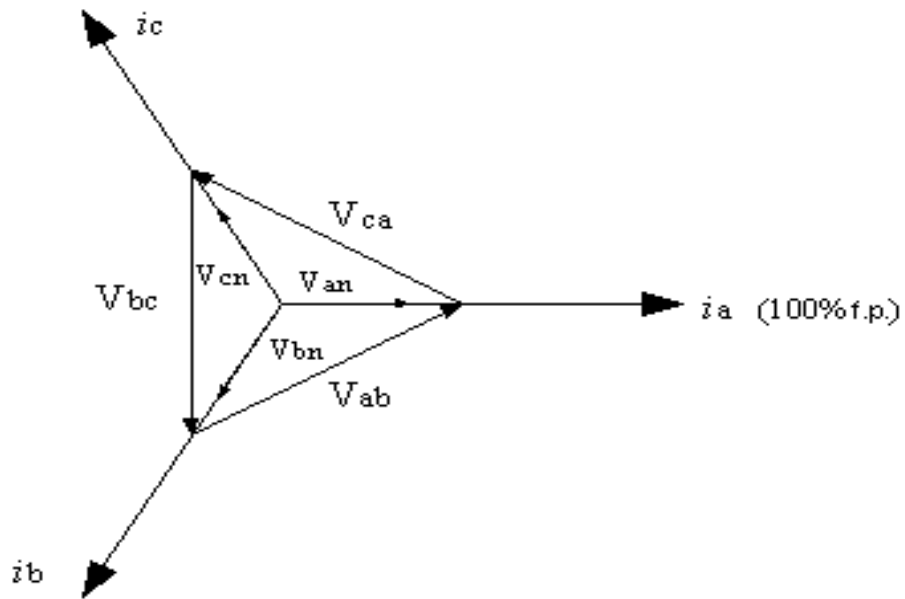


Figura V.6 Conexión de 90°

Si el relevador 67 está recibiendo la corriente i_a , se le debe suministrar a su bobina de potencial el voltaje que se encuentra a 90° de dicha corriente, es decir, V_{bc} .

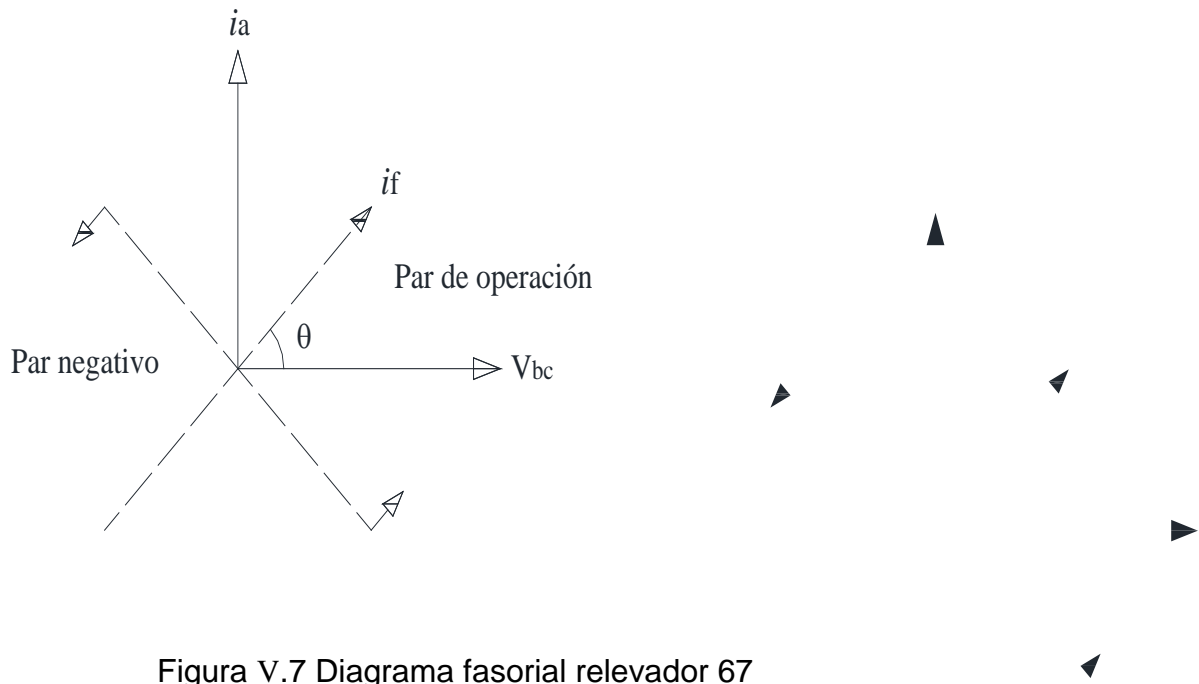


Figura V.7 Diagrama fasorial relevador 67

Diagrama fasorial que indica el voltaje y la corriente que alimentan al relevador 67

32 Relevador Direccional de Potencia.

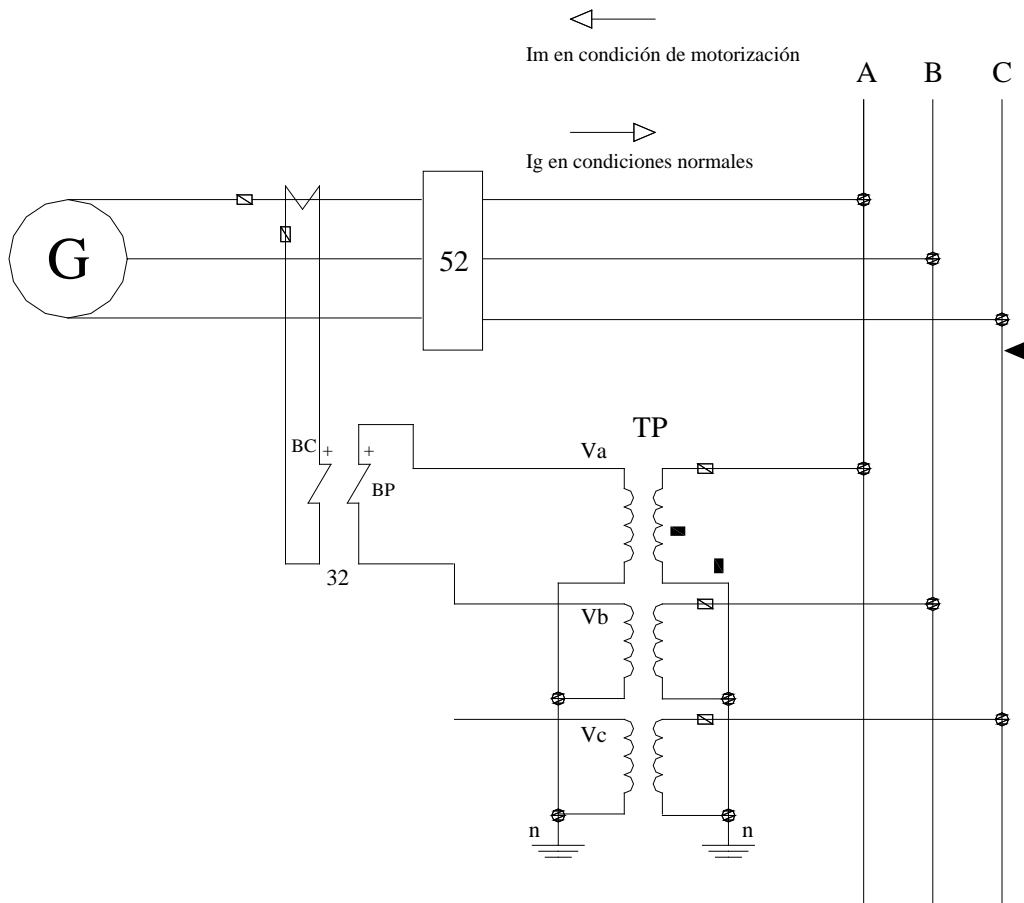


Figura V.8 Relvador 32 Direccional de Potencia

Este relevador utiliza la conexión 30° y se usa para proteger al generador contra la motorización.

BC Bobina de corriente
BP Bobina de potencial

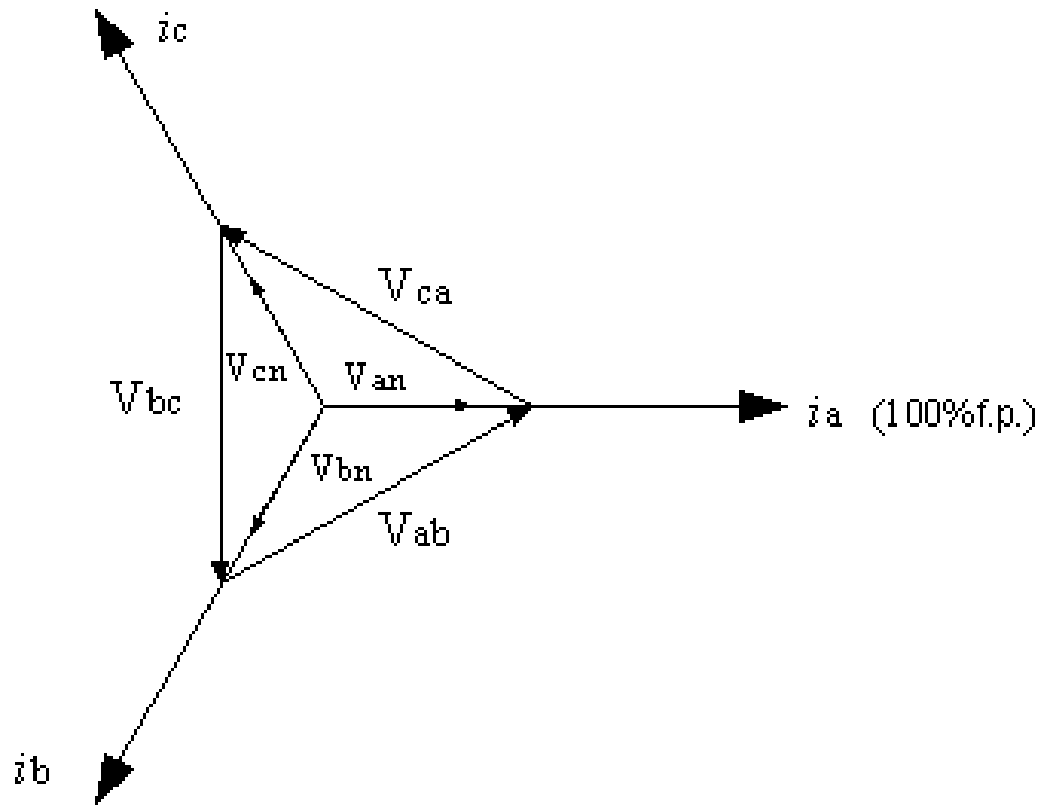


Figura V.8 Diagrama fasorial con 100 % f.p.

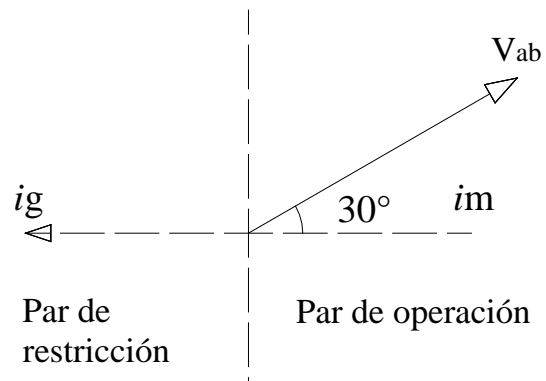


Figura V.9 Par de restricción



Si el relevador está recibiendo la corriente de la fase A(i_a) , la bobina de potencial debe conectarse al voltaje V_{ab} que se encuentra a 30° de dicha corriente y este ángulo es el que debe ver el relevador en el momento de la motorización del generador, para que opere correctamente.

87 Relevador de Protección Diferencial.

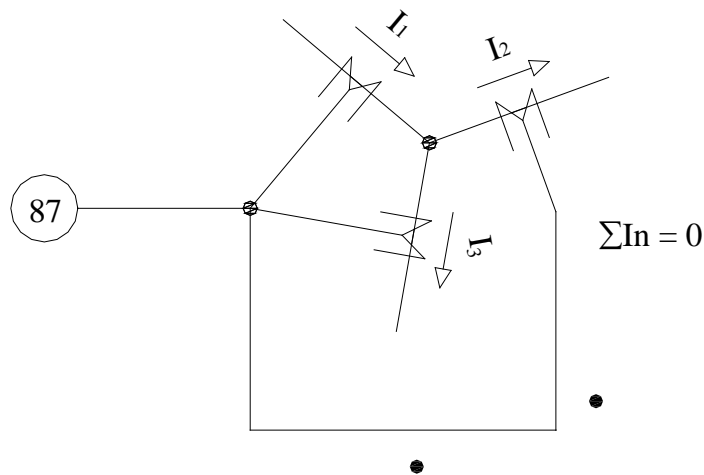


Figura V.10 Relevador 87 de Protección Diferencial.

Para que el relevador no opere se debe de cumplir la condición de que la corriente en el punto neutro sea cero, esto es en condiciones normales. En condiciones de falla esta condición no se cumple y el relevador detecta diferencia de corrientes y operara.

V.2 Protección Diferencial de Barras

A continuación se muestra el diagrama de conexiones para la protección diferencial de barras, este diagrama muestra las condiciones normales de operación (no hay falla). En donde a los circuitos no. 1 y no. 2 se les alimenta con una corriente

de 600 A respectivamente, el circuito no. 3 alimenta una carga con 400 A y el circuito no. 4 con 800 A.

Las relaciones de transformación de los TC deben de ser iguales en todos los circuitos, aquí se usan TC relación 1200:5

En base a esta relación de transformación se calculan las corrientes secundarias en los TC.

$$KTC_1 = KTC_2 = KTC_3 = KTC_4 = 1200:5 = 240:1$$

$$i_1 = i_2 = \frac{600}{240} = 2.5 \text{ A}$$

$$i_3 = \frac{400}{240} = 1.67 \text{ A}$$

$$i_4 = \frac{800}{240} = 3.33 \text{ A}$$

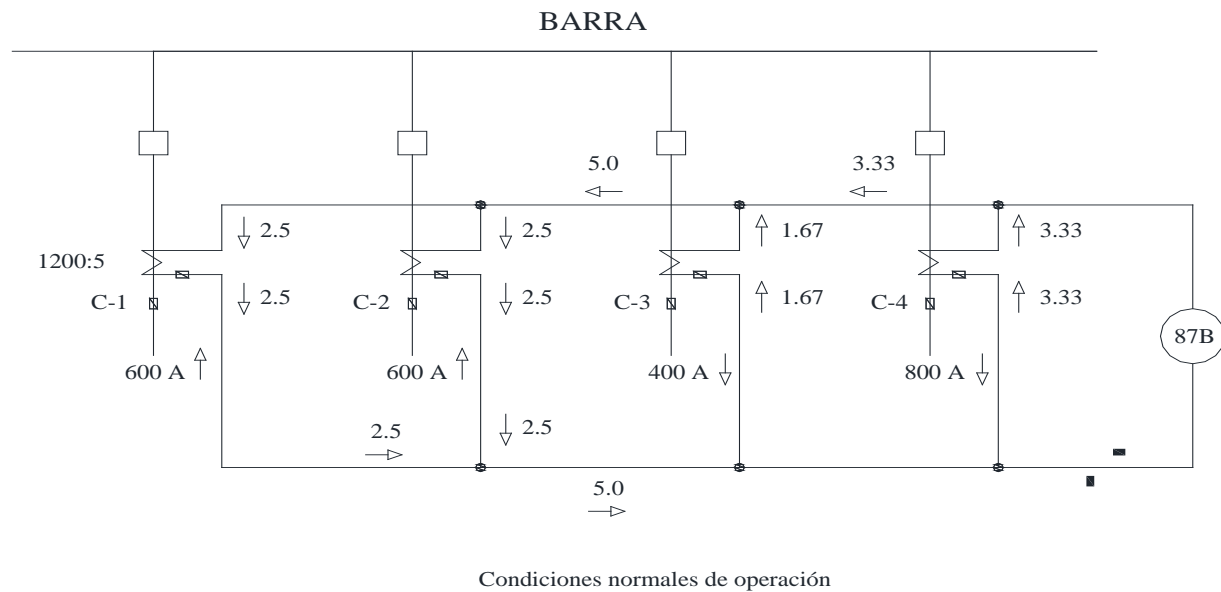


Figura V.11 Corrientes secundarias

Ahora se muestra el diagrama en condiciones de falla en la barra, en donde todas las corrientes de los circuitos adquieren el mismo sentido ya que alimentaran a la falla en la barra, por lo tanto las corrientes secundarias de los TC también adquieren un mismo sentido y hacen que al sumarse el relevador opere pues esta corriente es mayor a la establecida en condiciones normales.

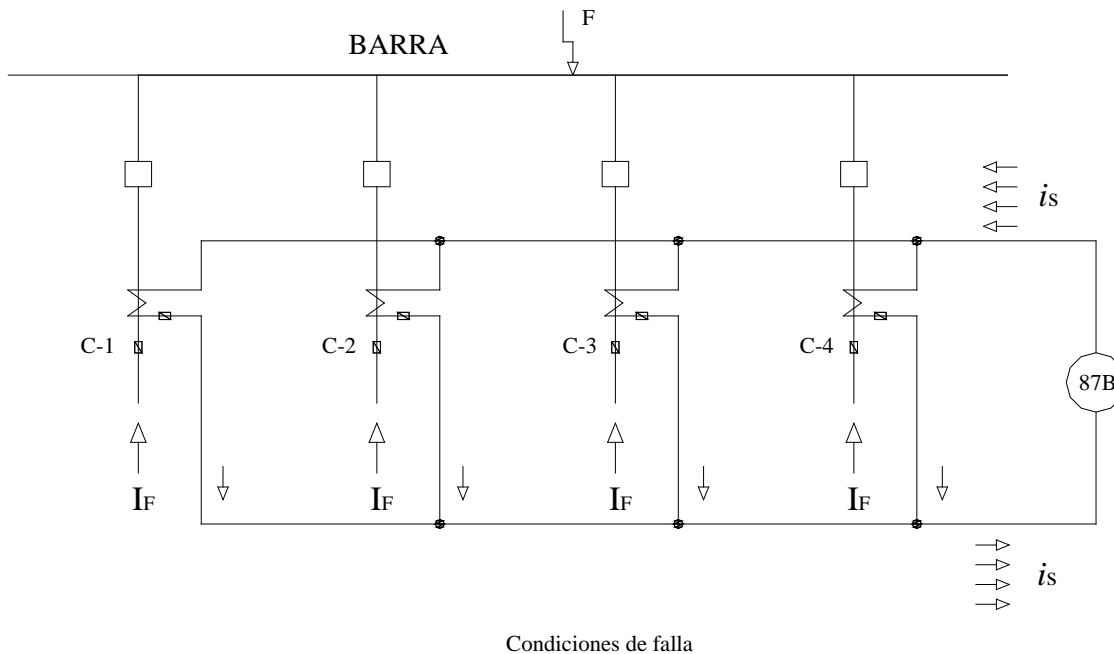


Figura V.12 Diagrama en condiciones de falla

V.3. Protección Diferencial del Generador

En el diagrama el circuito que se protege es una fase del inducido de un generador. En condiciones normales las corrientes de los secundarios de los dos TC circulan en el mismo sentido. No circula corriente por la bobina de operación 87G y el relevador no opera.

Se utilizan las mismas relaciones de transformación para los dos TC para que las corrientes secundarias se comparen adecuadamente.

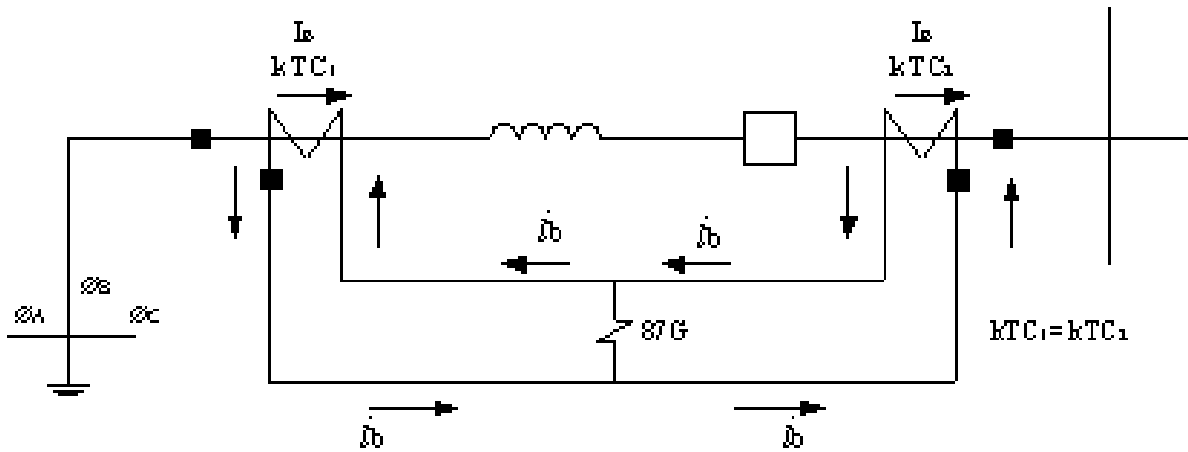


Figura V.13 Diagrama de inducción de secundarios

Ahora en condiciones de una falla, las corrientes tienen sentidos opuestos y el relevador opera. Se observa que aparece una corriente diferencial i_f que pasa por el relevador, esta es la suma de las corrientes que se inducen en los secundarios.

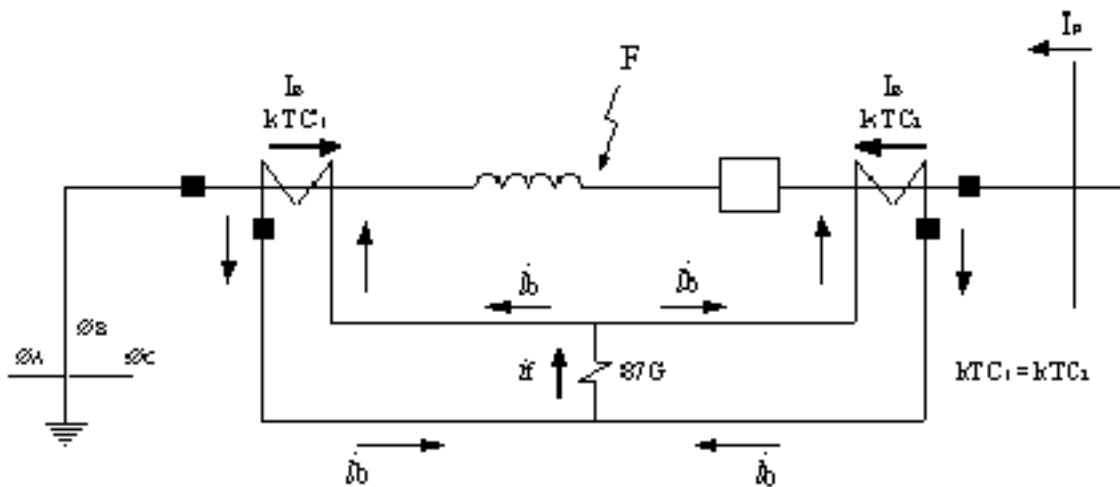


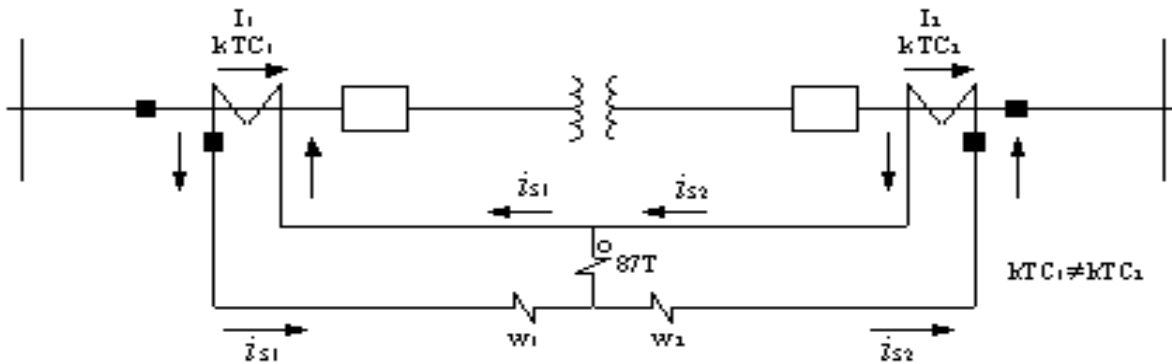
Figura V.14 Relevador diferencial

En la práctica, el relevador diferencial lleva además de la bobina de operación, bobinas de restricción, de esta manera la magnitud de operación no tiene que ajustarse

a un valor fijo, sino que es un porcentaje de la corriente total que circula por las bobinas de restricción; para que no opere con fallas severas externas y si opere con fallas internas de baja magnitud. A este relevador se le llama relevador diferencial de porcentaje.

V.4 Protección Diferencial del Transformador

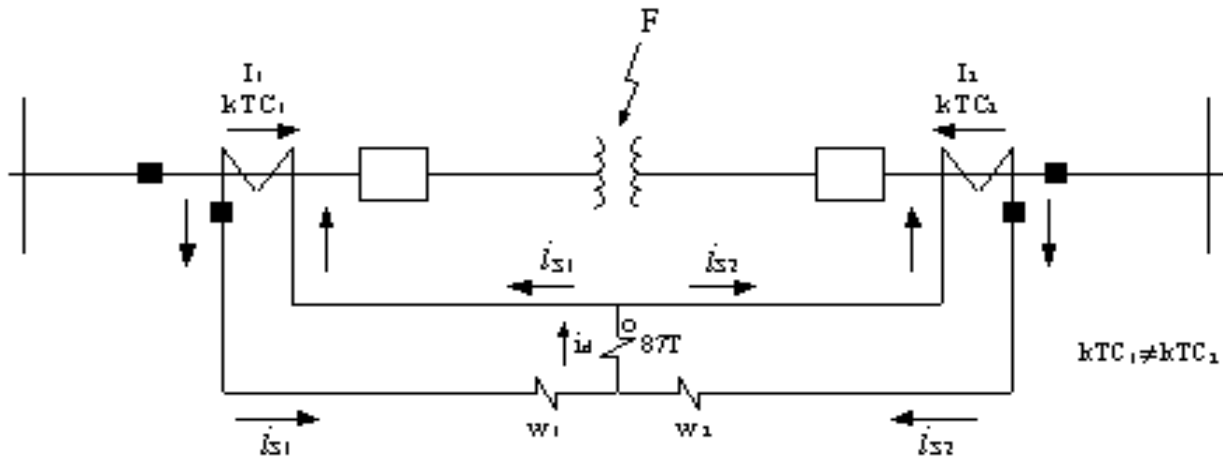
El principio de operación de esta protección es el mismo que la protección 87 del generador, pero las bobinas de restricción se conectan a través de T. C. auxiliares que tienen taps de ajuste los cuales sirven para compensar la diferencia de corrientes inducidas en los secundarios de los TC, ya que en esta protección se utilizan diferentes relaciones de transformación porque se tiene diferente corriente del lado primario con respecto al lado secundario en el transformador de potencia. Lleva además un filtro de segunda armónica que sirve para evitar una operación incorrecta cuando se excita el transformador, lo cual se verá más a fondo en protección de transformadores.



w_1 y w_2 = Bobinas de restricción

Figura V.15 Figura de protección de transformadores

A continuación se presenta el diagrama en condiciones de falla, donde las corrientes inducidas en los TC cambian de dirección (TC_2) ya que en el lado primario se tiene un cambio en el sentido de la corriente por alimentar a la falla.



w_1 y w_2 = Bobinas de restricción

Figura V.16 Bobinas de restricción

V.4.1 Protección Diferencial de Línea de Transmisión.

En condiciones normales de operación se tiene la misma corriente a través de la línea y tiene el mismo sentido, para esta protección se necesitan dos relevadores 87L conectados entre si por un hilo piloto que sirve como medio de comunicación, también podría ser fibra óptica.



Figura V.17 Hilo piloto

En condiciones de falla ahora los dos lados de la línea la alimentaran y el sentido de la corriente de uno de los lados se invertirá, operando el relevador para mandar señal de disparo a los interruptores.

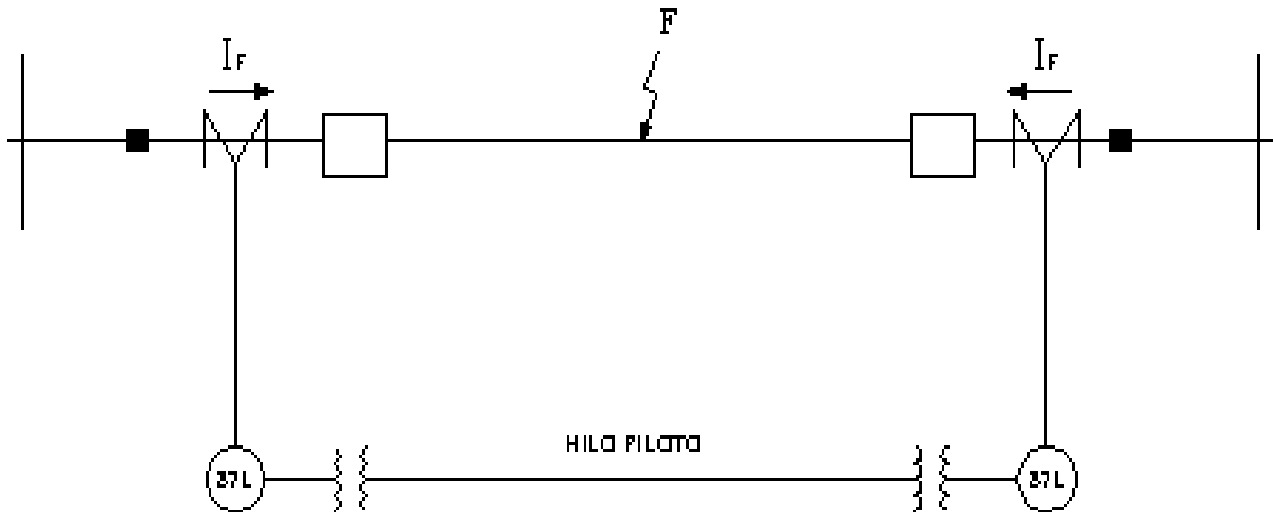


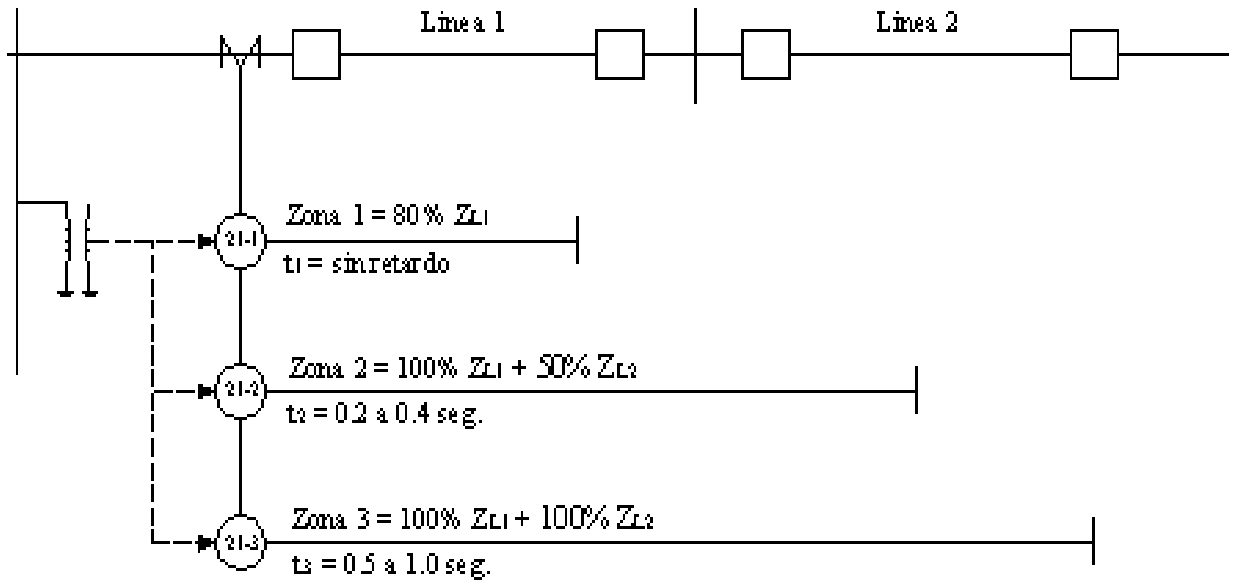
Figura V.18 Diagrama de señal de disparo

21 Relevador de Distancia.

Generalmente se utiliza como protección primaria y de respaldo de líneas de transmisión.

Se calibra en función de la impedancia de la línea (en base a esta es su ajuste).

Esta protección recibe señal de corriente y de potencial, como se ve en la figura.



Siendo $Z = \frac{V_s}{i_s}$

Figura V.19 Relevador de Distancia

68 Relevador de Bloqueo.

Este es un relevador de bloqueo de disparo y se conecta en serie con el relevador 21 (Rel. de distancia). En caso de falla cierra el 68, y en caso de que no sea falla el 68 abre para bloquear la acción del 21.

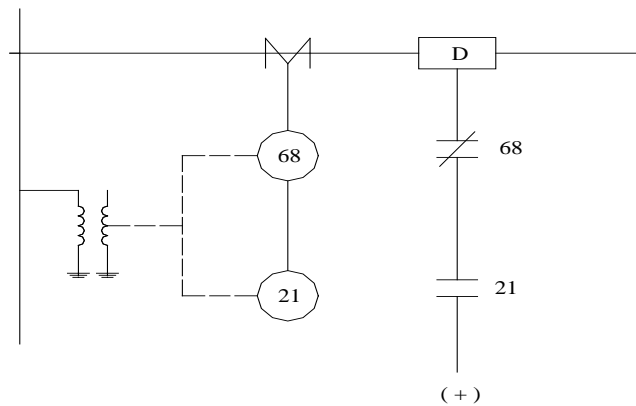


Figura V.20 21 Relevador a distancia

81 Relevador de Frecuencia.

Se utiliza en el esquema de tiro de carga por baja frecuencia.

El relevador se alimenta con voltaje, pero es sensible a la frecuencia. Para operación normal debe haber relación (equilibrio) entre generación y carga (en kVA).

$$kVA_G = kVA_{CARGA} + \text{Pérdidas}$$

Si aumenta la carga y no se compensa con una mayor generación, la frecuencia baja y se puede llegar a la pérdida de sincronismo de los generadores provocando el colapso de todo el sistema.

Las bobinas de los relevadores se conectan a los secundarios de los T. P. Cuando operan, envían señales a un relevador auxiliar 86 (Relev, de bloqueo sostenido) y éste es el que envía señal de disparo a los alimentadores.

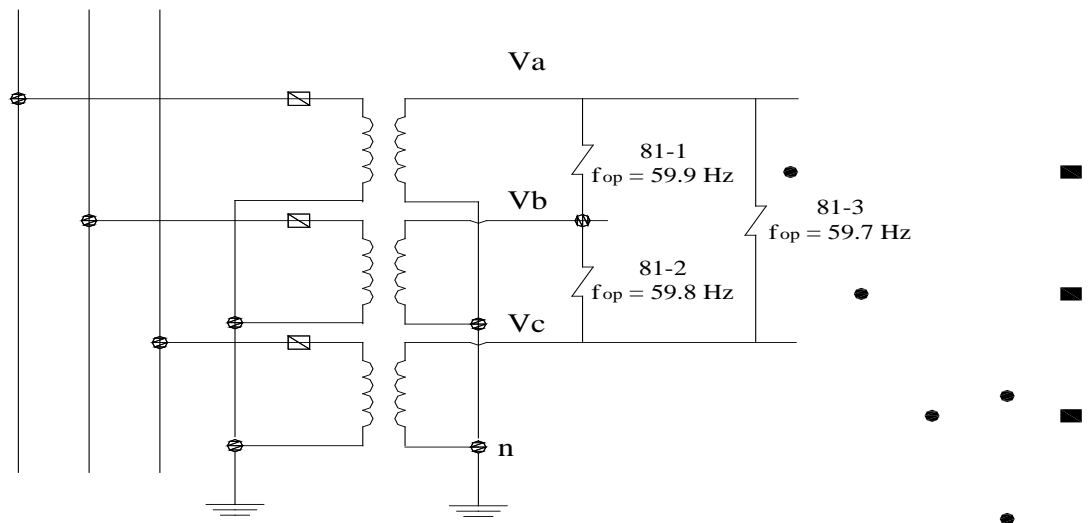


Figura V.21 Diagrama 81

Se muestra que cada relevador está ajustado para frecuencias distintas, así, el primer relevador que operará será el 81-1 porque cuando la frecuencia baje 0.1 Hz (59.9 Hz) en ese momento este relevador actuará, le sigue así el relevador 81-2 si es que la frecuencia sigue bajando y llega a 59.8, y si la frecuencia continua bajando hasta 59.7 Hz entonces operará el 81-3.

Analizando los contactos de cada uno de los relevadores se observa que por cada relevador que actúa se deja fuera de operación a dos Alimentadores, esto es, se está desconectando carga con la finalidad de recuperar la frecuencia del sistema.

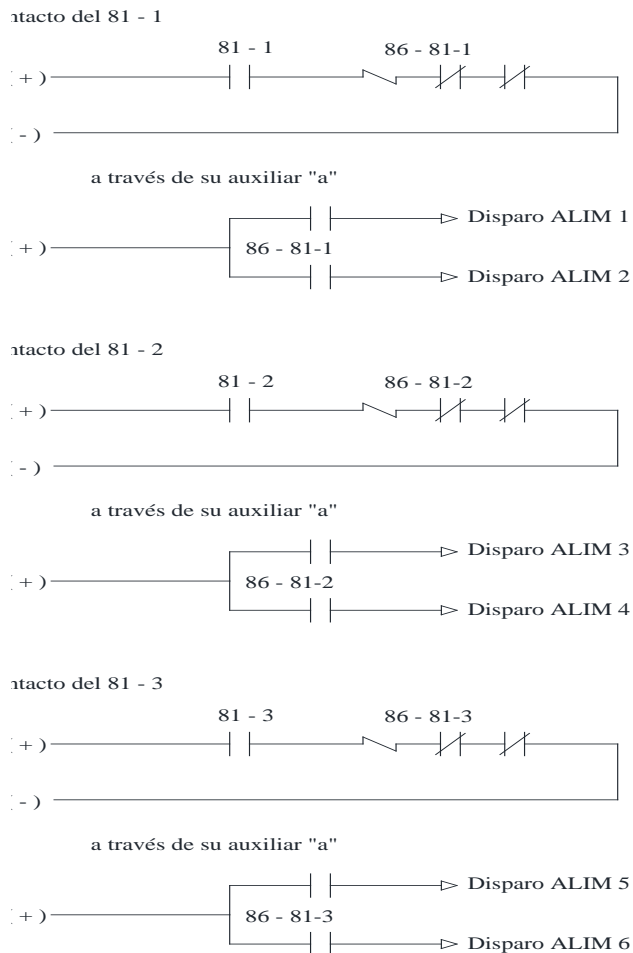


Figura V.22 Disparo de alimentadores

79 Relevador de Recierre.

Se utiliza generalmente en alimentadores aéreos.

En alimentadores subterráneos no hay recierre porque si falla es que falla el aislamiento, estas son fallas permanentes y se tiene que revisar el alimentador y reparar la falla.

Los alimentadores aéreos si tiene recierre, generalmente tienen tres.

Cuando hay falla actúa el 51, abre el interruptor y su contacto auxiliar "b" cierra, entonces actúa el 79 para su recierre que envía señal al interruptor.

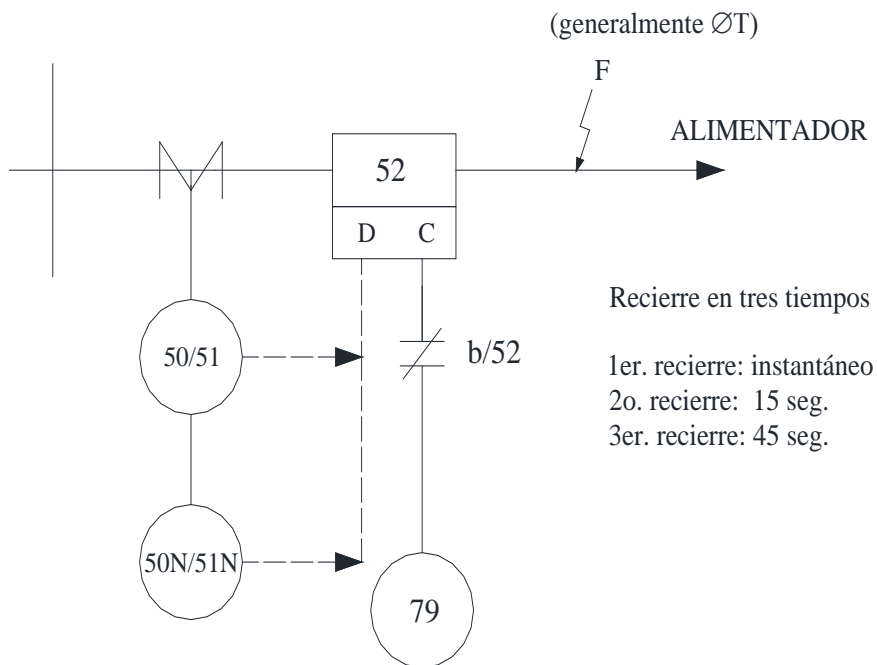


Figura V.23 Diagrama de 50

V.5 PRINCIPIO DE OPERACIÓN DE LOS RELEVADORES DE PROTECCIÓN

Los relevadores de protección para Sistemas Eléctricos de Potencia están formados por una o más unidades de decisión o detectores de falla, además de los circuitos lógicos y unidades auxiliares que necesitan. Debido a que varios de estos detectores de fallas se usan en diferentes relevadores, reciben el nombre de unidades básicas, los cuales se clasifican en tres categorías:

1. Unidades electromecánicas
2. Redes de secuencia
3. Unidades de estado sólido.

V.5.1. UNIDADES ELECTROMECAÑICAS.

Se dividen en dos grupos:

a).-Unidades de Atracción Electromagnética.

1.- Unidad tipo solenoide

Esta unidad se forma de un material magnético en forma cilíndrica y en el centro tiene una abertura donde está el núcleo, es un vástago que lo detiene un resorte por abajo y en la parte de arriba están los contactos. Este vástago se puede ajustar para seleccionar la corriente de operación.

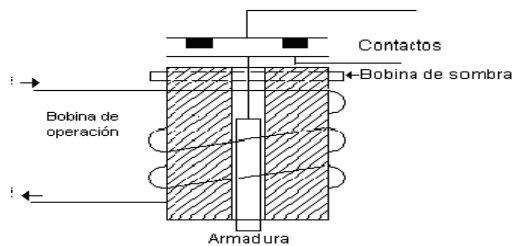


Figura V.24 Unidad tipo solenoide

Cuando se rebase la corriente mínima de operación, la fuerza de atracción será suficiente para que la armadura suba y cierre los contactos.

Tiempo de operación: instantáneo (de 3 a 6 ciclos).

V 5.2 UNIDAD TIPO ATRACCIÓN DE ARMADURA.

Funciona de la siguiente manera, si la i produce un flujo tal que se produzca un polo norte (N) y un polo (S) se atraerán los contactos venciendo al resorte.

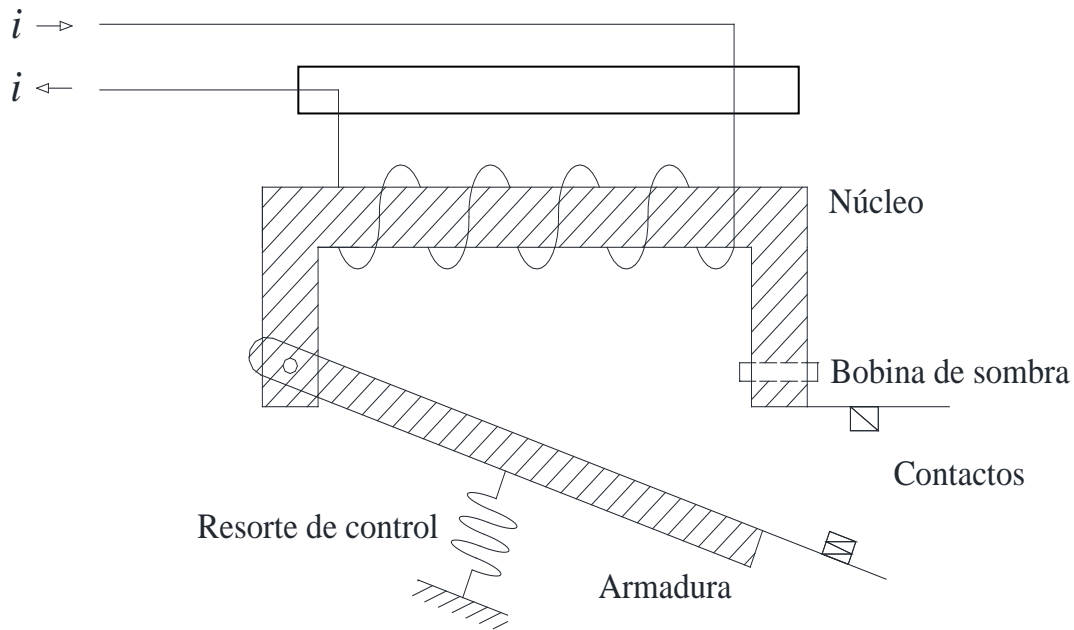


Figura V.25 Unidad tipo Atracción de Armadura.

Estos se alimentan con corriente directa (CD) porque el flujo y por lo tanto la fuerza de atracción son constantes. En corriente alterna (CA) hay vibración cuando el flujo pasa por cero, para evitar esto se usan los anillos de sombra (se usan solo cuando se alimentan con CA)

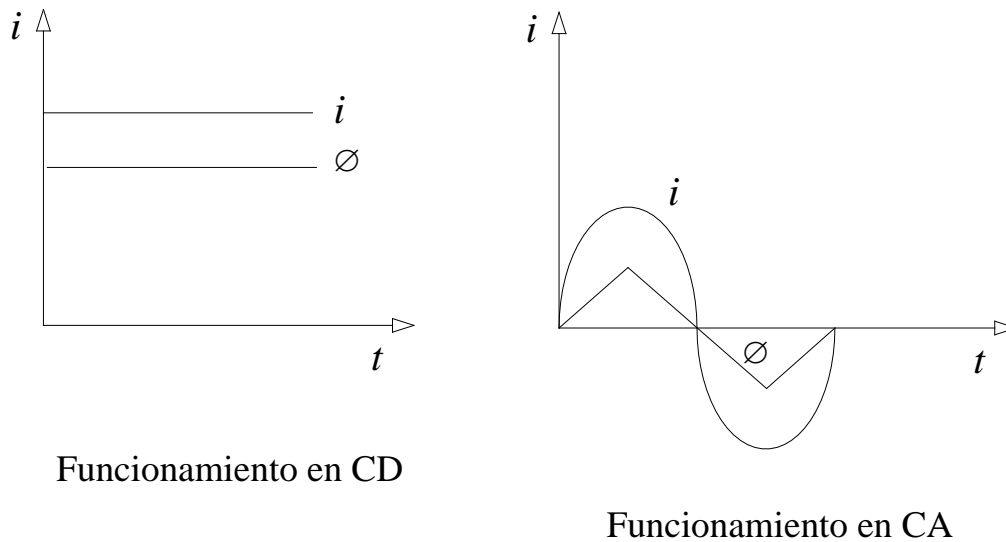


Figura V.26 Funcionamiento en CD

La bobina de sombra (que está en cortocircuito) produce también un flujo el cual está defasado con respecto al principal. Esta bobina hace que cuando el \emptyset principal pase por cero el flujo “auxiliar” evita la vibración.

- Si se quiere que opere con potencial la bobina será con cable fino y muchas vueltas para que se puede generar el flujo.
- Si se quiere que opere con corriente (a través de TC) la bobina será con cable grueso y pocas vueltas.

V.5.3 UNIDAD POLAR

Esta unidad opera con CD aplicada a una bobina devanada alrededor de una armadura que se encuentra en el centro de una estructura magnética. Un imán permanente que atraviesa la estructura polariza los polos de la armadura. Dos entrehierros localizados en la parte posterior de la estructura magnética se puentean

con 2 tornillos magnéticos ajustables para modificar el flujo magnético y calibrar el extremo flexible de la armadura.

Estas unidades son muy sensibles, de alta velocidad y bajo consumo de energía.

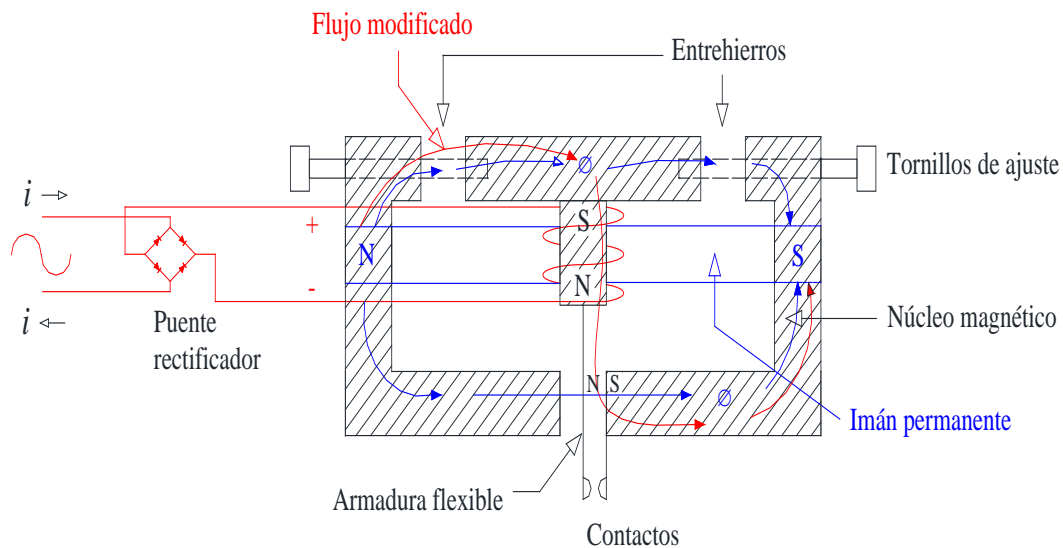


Figura V.26 Unidad Polar

En condiciones normales la armadura está equilibrada, en condiciones de falla en la armadura se crea un polo norte (N) y polo sur (S) debido a la corriente de la bobina. La armadura flexible actúa como polo norte y es atraída por el polo sur cerrando los contactos, de esta forma actúa el relevador.

V.6 UNIDADES DE INDUCCIÓN ELECTROMAGNÉTICA

Operan en base al principio de un motor de inducción.

1.- Unidad de Disco de Inducción.

Tiene retardo intencionado en la operación.

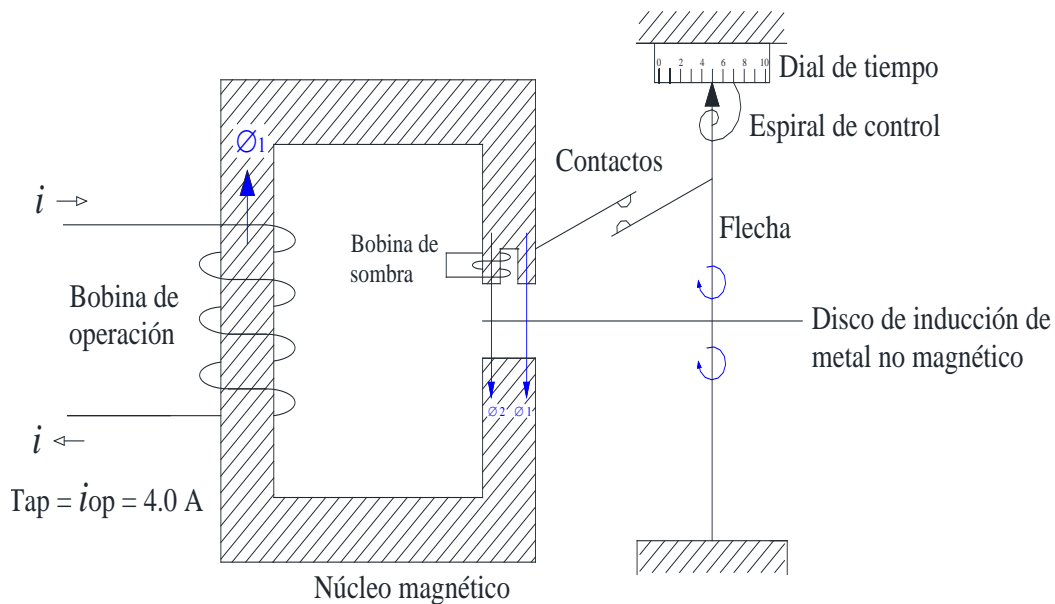


Figura V.27 Unidades de Inducción

Si el dial = 0 está cerrado, y si el dial = 10 es la máxima abertura para el tiempo.

La bobina de sombra es una pequeña bobina en cortocircuito. En esta se induce una tensión pero como está en cortocircuito produce una corriente que genera un flujo Φ_2 .

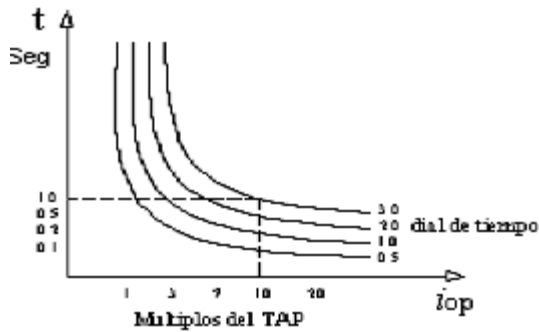
Para que exista el par motor se necesitan dos flujos variables

$$\text{Par motor} = T \propto \phi_{1\max} \phi_{2\max} \text{ sen } \theta$$

Por la acción de estos dos flujos se produce un par resultante que hace que gire el disco y cierre los contactos, siempre y cuando se rebase la corriente mínima de operación i_{op} .

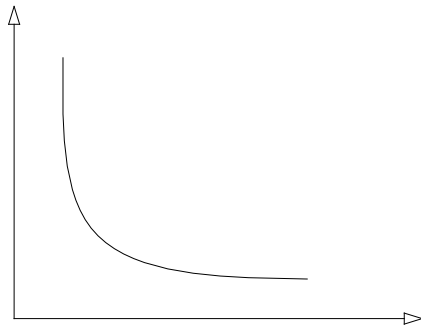
Habiendo operado el relevador, la espiral de control sirve para regresar al disco a su posición original una vez que ya no hay corriente de operación.

Característica de Operación.

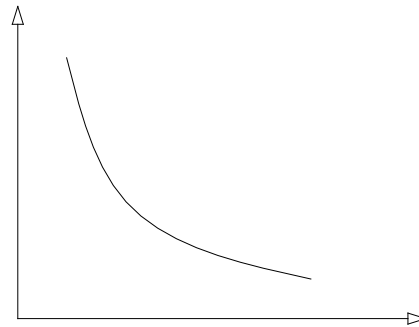


Característica de tiempo inverso

Mientras la i_{op} sea más grande, el flujo será mayor y los contactos cerraran mas rápido.



Tiempo definido, si la i_{op} aumenta el t es constante



Tiempo inverso, el t varía con respecto a la i_{op}

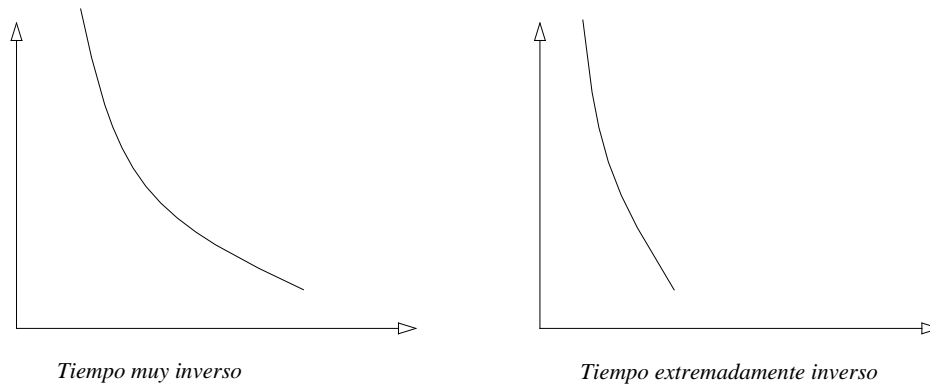


Figura V.28 Líneas de tiempo

Par de Operación = T

$$T = k_1 I^2 - k_2$$

donde: k_1 = Constante de conversión

I = Corriente de operación

k_2 = Par de restricción debido a la espiral de control.

Bajo este principio de funcionamiento opera generalmente la protección 51, se alimenta con una magnitud de corriente únicamente.

V.7 UNIDAD DE CILINDRO DE INDUCCIÓN

Estas unidades son de operación instantánea y no ven magnitud de sobrecorriente, trabajan con dirección de corriente.

Tienen un núcleo magnético cilíndrico y sobre éste va montado el cilindro de inducción.

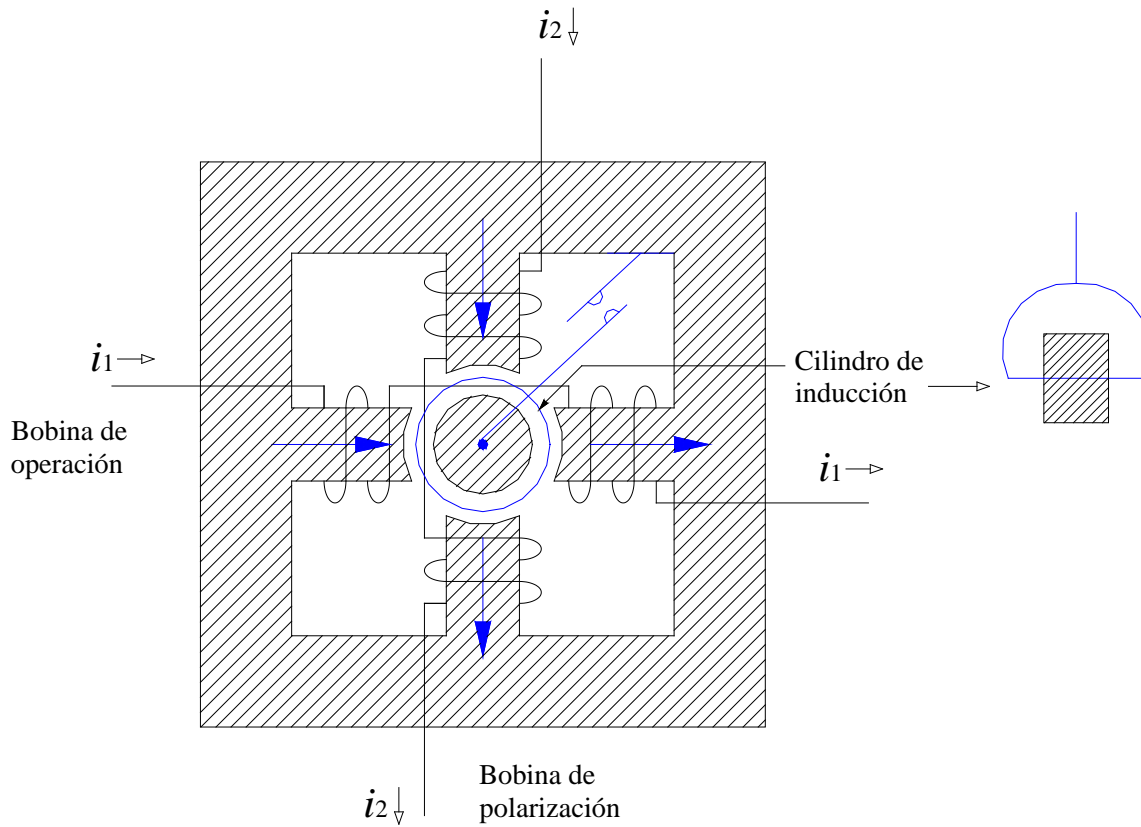


Figura V.30 Cilindro de Inducción

Sobre el cilindro se generan los pares al interactuar los flujos. Al operar, el cilindro gira y cierra los contactos.

Esta unidad se utiliza en la protección 67 direccional. Donde este relevador de sobrecorriente direccional esta formado por dos unidades: 67 + 51 y para el disparo deben cerrar los dos contactos.

El par está dado por:

- Si se alimenta con una magnitud de tensión y una de corriente.

$$T = k_1 V i \text{ sen } \varnothing - k_2$$

- Si son dos magnitudes de corriente.

$$T = k_1 i_1 i_2 \text{ sen } \varnothing - k_2$$

3. - Unidad D'Arsonval

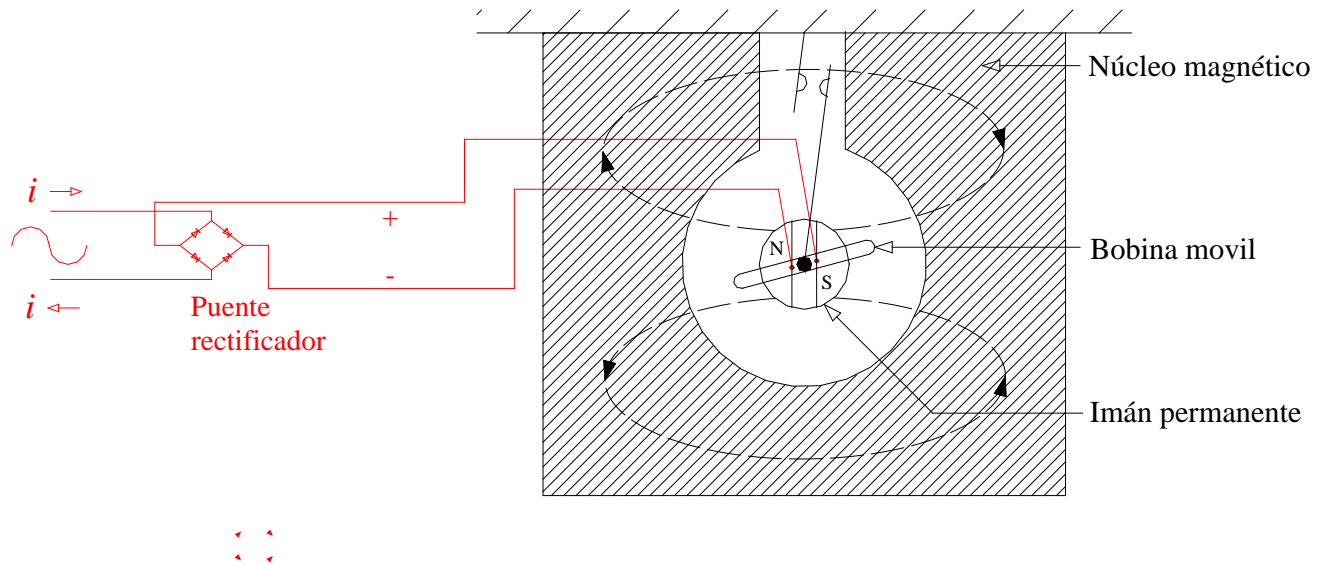


Figura V.31 Unidad D'Arsonval

Cuenta con un imán permanente con un polo norte (N) y un polo sur (S) y tiene una bobina móvil montada sobre ella. En esta bobina móvil esta uno de los contactos y el otro contacto esta a la estructura

Aplicando la regla de la mano derecha para el sentido del flujo y así determinar la fuerza que actúa y hace girar a la bobina móvil se obtiene la siguiente figura:

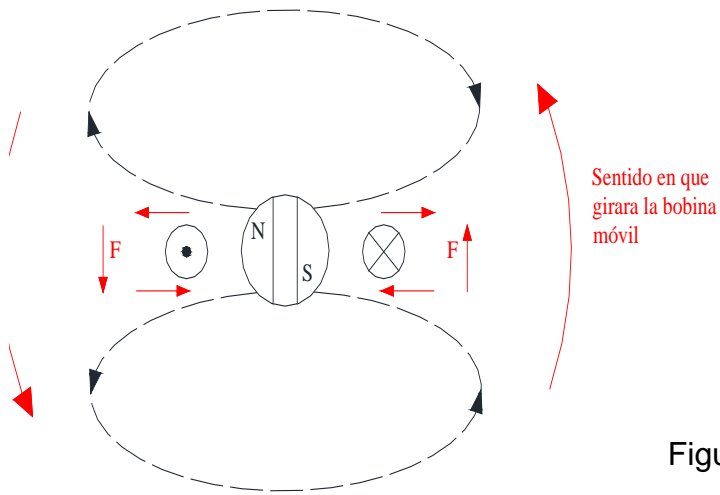


Figura V.32 Regla de la mano derecha

V.8 UNIDADES TÉRMICAS.

La unidad térmica consta de una tira bimetálica que tiene un extremo fijo y el otro libre. A medida que la temperatura aumenta, la diferencia de coeficientes de expansión térmica de los dos metales provoca el movimiento del extremo libre cerrando el contacto asociado.

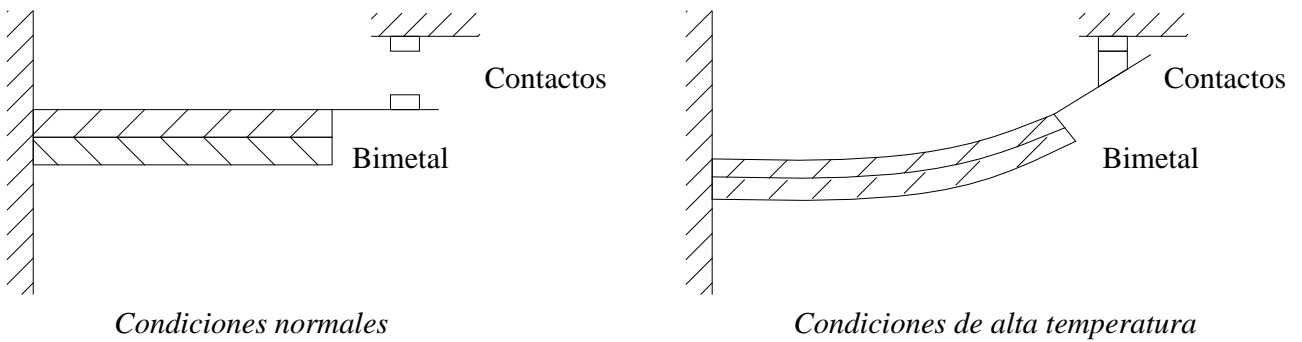


Figura V.32 Unidades Térmicas

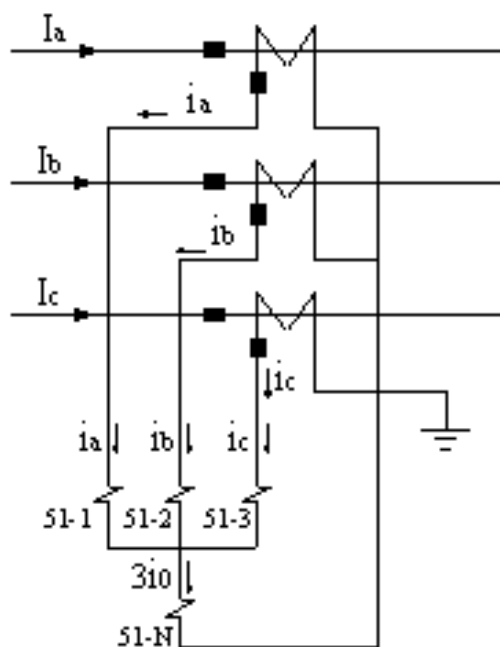
V.8.1 REDES DE SECUENCIA.

Las redes que se alimentan con corriente o voltaje trifásico pueden dar una salida monofásica proporcional a las componentes de secuencia positiva, negativa y cero.

Estas redes llamadas también filtros de secuencia se usan ampliamente como detectores de falla.

2.- Filtro de Corriente de Secuencia Cero.

Se utilizan los secundarios de los TC



Esta es la conexión en estrella de TC en donde por el relevador 52-N circulara la corriente $3i_0$, la cual es igual a $i_a + i_b + i_c$.

Se tiene una corriente residual igual a $3i_0$ cuando ocurre una falla de una fase o dos fases a tierra.

Si no se usan relevadores por fase se puentean las salidas de marca de polaridad y al final se coloca el relevador $3i_0$, cerrándose la estrella.

Figura V.33 Conexión TC en estrella.

En condiciones normales se tiene un sistema balanceado:

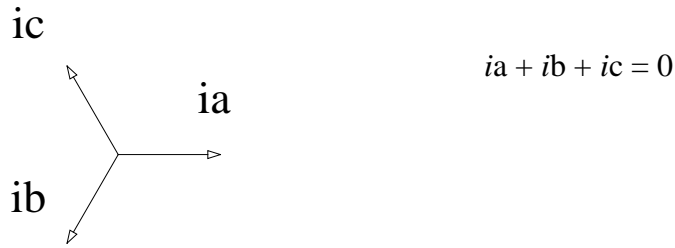


Figura V.34 Sistema balanceado

En condiciones de falla se tiene un sistema desbalanceado, el cual se puede sustituir por tres sistemas balanceados

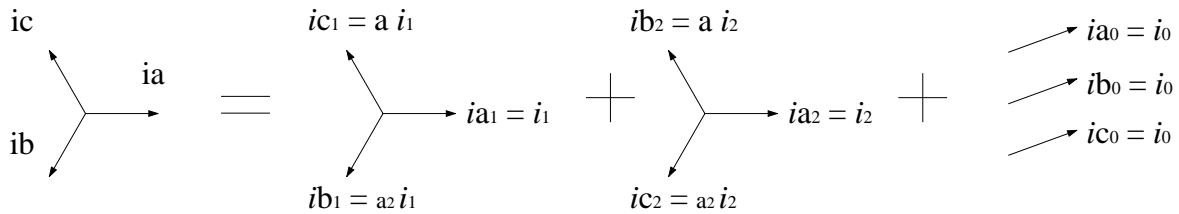
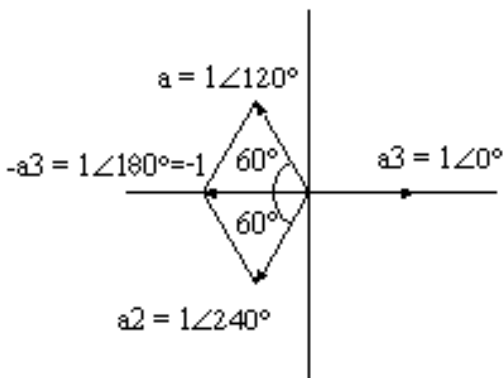


Figura V.35 Secuencia positiva, negativa y cero.

Analizando el vector unitario a :



$$a = 1 \angle 120^\circ$$

$$a^2 = a \cdot a = (1 \angle 120^\circ) (1 \angle 120^\circ) = 1 \angle 120 + 120$$

$$a^2 = 1 \angle 240^\circ$$

$$a^3 = a \cdot a \cdot a = (1 \angle 120^\circ)(1 \angle 120^\circ)(1 \angle 120^\circ)$$

$$a^3 = 1 \angle 360^\circ = 1 \angle 0^\circ$$

$$-a^3 = -1$$

Figura V.36 Vector a 120 grados

Ahora, las corrientes en función de sus componentes simétricas son:

$$I_a = I_1 + I_2 + I_0$$

$$I_b = a^2 I_1 + a I_2 + I_0$$

$$I_c = a I_1 + a^2 I_2 + I_0$$

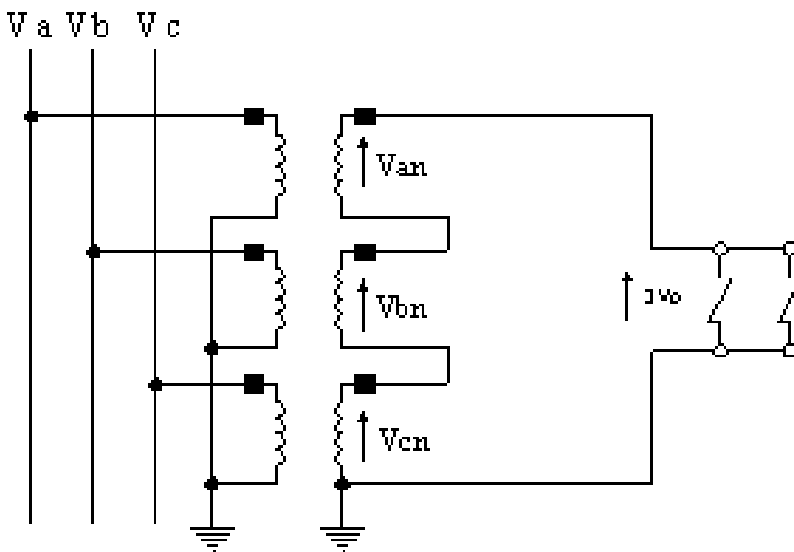
$$I_a + I_b + I_c = \underbrace{(1 + a^2 + a)}_{= 0} I_1 + \underbrace{(1 + a + a^2)}_{= 0} I_2 + 3 I_0$$

$$\therefore I_a + I_b + I_c = 3 I_0$$

V.8.2 FILTRO DE VOLTAJE DE SECUENCIA CERO.

Se utilizan los secundarios de los TP.

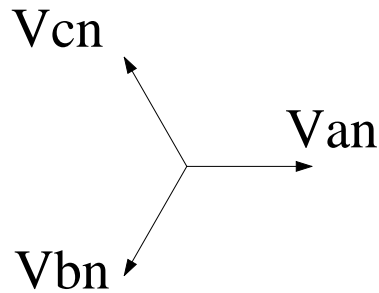
Los primarios se conectan en estrella para poder tener los voltajes al neutro.



Se tendrá un voltaje residual igual a $3V_0$ cuando se tenga una falla de fase a tierra o dos fases a tierra.

Figura V.37 Filtro de voltaje

En condiciones normales el sistema está balanceado:



$$V_{an} + V_{bn} + V_{cn} = 0$$

Figura V.38 Sistema Balanceado

En una falla de \emptyset -T el sistema se desbalancea:

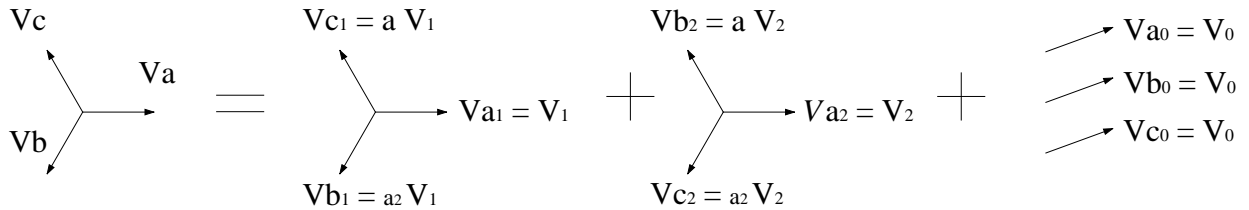


Figura V.39 Sistema con falla

Las tensiones en función de sus componentes simétricas:

$$V_a = V_1 + V_2 + V_0$$

$$V_b = a^2 V_1 + a V_2 + V_0$$

$$\underline{V_c = a V_1 + a^2 V_2 + V_0}$$

$$V_a + V_b + V_c = \underbrace{(1 + a^2 + a)}_{= 0} V_1 + \underbrace{(1 + a + a^2)}_{= 0} V_2 + 3 V_0$$

$$\therefore V_a + V_b + V_c = 3 V_0$$

Estos filtros se utilizan para alimentar a las bobinas de los relevadores que detectan fallas a tierra con 3Vo.

V.8.3 FILTRO DE CORRIENTE DE SECUENCIA COMBINADA.

Para este filtro se conectan los secundarios de los TC en estrella.

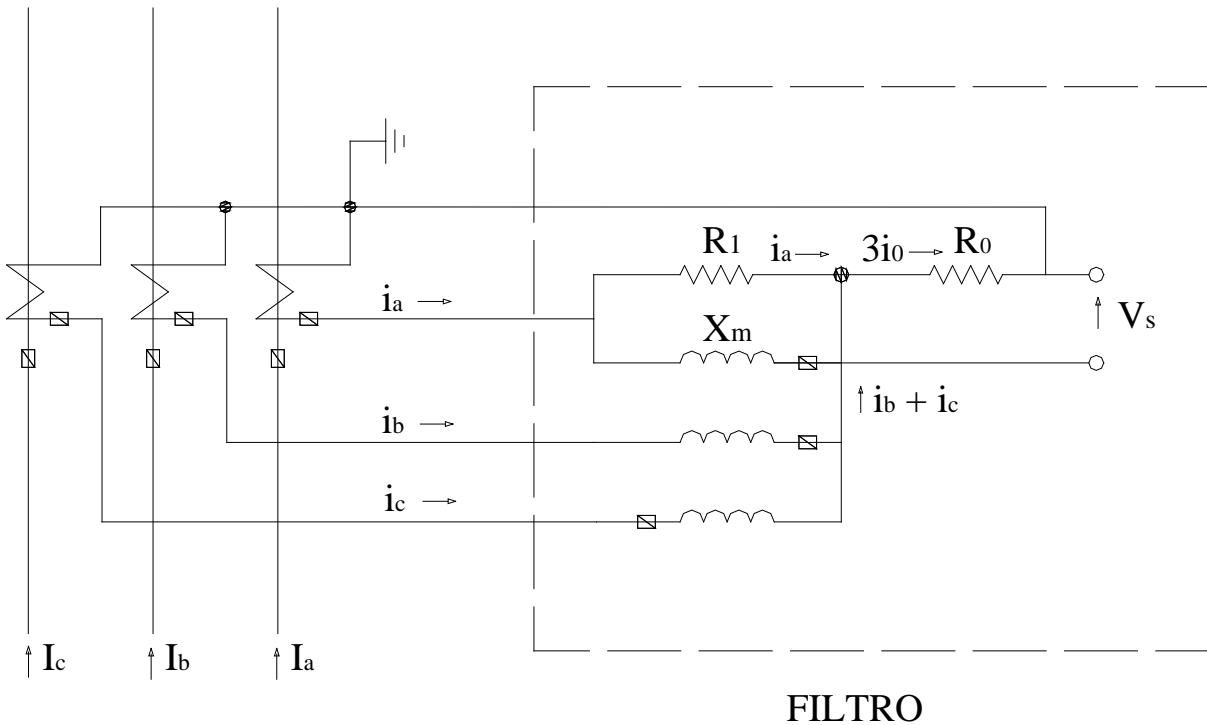


Figura V.40 Filtro conectado al secundario

Para este filtro: en la entrada se tiene i_a, i_b, i_c

$$\text{en la salida se tiene } V_s = k_1 i_1 + k_2 i_2 + k_3 i_0$$

Funcionamiento del filtro: La i_b entra a la bobina por no polaridad y la i_c entra por polaridad, de esta manera las corrientes se oponen y la resultante induce una tensión en X_m (reactancia mutua), la suma de esta tensión mas la caída en R_1 y la caída en R_0 nos dará V_s .

Matemáticamente:

$$V_s = V_{Xm} + V_{R1} + V_{R0}$$

En general: $V = Zi$, por lo tanto:

$$V_{Xm} = jXm (i_c - i_b)$$

$$V_{R1} = R_1 i_a$$

$$V_{R0} = R_0 (3i_0)$$

$$V_s = jXm (i_c - i_b) + R_1 i_a + R_0 (3i_0)$$

Pero en función de sus componentes simétricas:

$$\begin{aligned} i_a &= i_1 + i_2 + i_0 \\ i_b &= a^2 i_1 + a i_2 + i_0 \\ i_c &= a i_1 + a^2 i_2 + i_0 \end{aligned}$$

$$\therefore (i_c - i_b) = (a - a^2) i_1 + (a^2 - a) i_2 + 0$$

$$i_c - i_b = j\sqrt{3} i_1 - j\sqrt{3} i_2$$

$$V_s = jXm (j\sqrt{3} i_1 - j\sqrt{3} i_2) + R_1 (i_1 + i_2 + i_0) + R_0 (3 i_0)$$

$$V_s = -\sqrt{3} Xm i_1 + \sqrt{3} Xm i_2 + R_1 i_1 + R_1 i_2 + R_1 i_0 + 3 R_0 i_0$$

$$V_s = \underbrace{(R_1 - \sqrt{3} Xm)}_{k_1} i_1 + \underbrace{(R_1 + \sqrt{3} Xm)}_{k_2} i_2 + \underbrace{(R_1 + 3 R_0)}_{k_3} i_0$$

$$V_s = k_1 i_1 + k_2 i_2 + k_3 i_0$$

Este filtro es utilizado en el relevador diferencial de hilo piloto 87-L

V.8.4. FILTRO DE CORRIENTE DE SECUENCIA NEGATIVA.

Como en el filtro de secuencia combinada, éste recibe tres corrientes a la entrada pero a la salida tendrá un voltaje inducido igual a $V = k i_2$ de secuencia negativa.

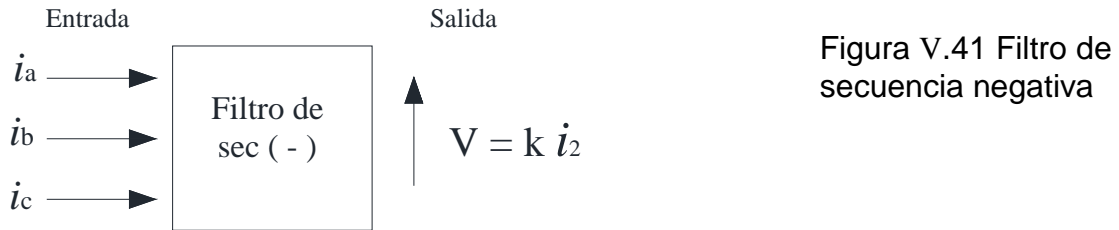


Figura V.41 Filtro de secuencia negativa

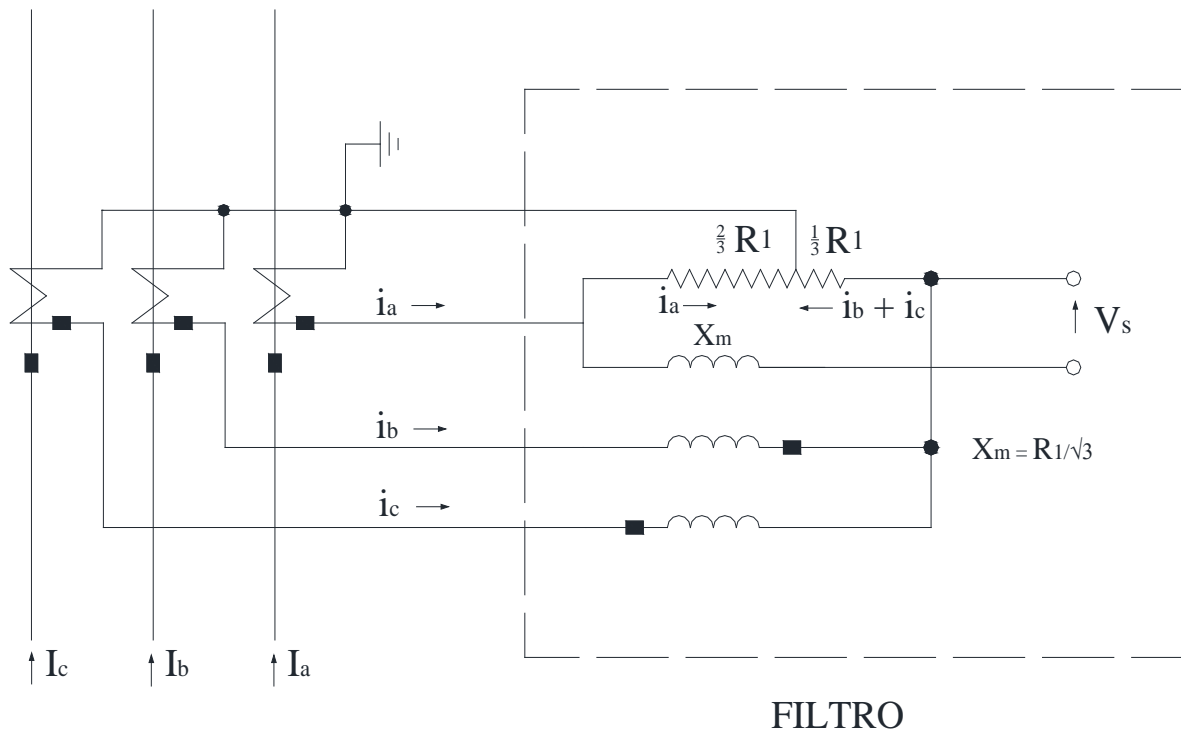


Figura V.42 Entrada de corrientes, , i_a , i_b , i_c

Matemáticamente:

$$V_s = V_{Xm} + V\left(\frac{2}{3}R_1\right) + V\left(\frac{1}{3}R_1\right)$$

$$\text{si } V = Z i$$

$$V_{Xm} = jXm (i_c - i_b)$$

$$V\left(\frac{2}{3}R_1\right) = \frac{2}{3}R_1 (i_a)$$

$$V\left(\frac{1}{3}R_1\right) = \frac{1}{3}R_1 (i_b + i_c)$$

$$\therefore V_s = jXm (i_c - i_b) + \frac{2}{3}R_1 (i_a) - \frac{1}{3}R_1 (i_b + i_c)$$

En función de sus componentes simétricas:

$$\begin{aligned} i_a &= i_1 + i_2 + i_0 \\ i_b &= a^2 i_1 + a i_2 + i_0 \\ i_c &= a i_1 + a^2 i_2 + i_0 \end{aligned}$$

$$i_c - i_b = j\sqrt{3} i_1 - j\sqrt{3} i_2$$

$$i_b + i_c = (a^2 + a) i_1 + (a + a^2) i_2 + 2 i_0$$

$$i_b + i_c = -i_1 - i_2 + 2i_0$$

$$\therefore V_s = jXm (j\sqrt{3} i_1 - j\sqrt{3} i_2) + \frac{2}{3}R_1 (i_1 + i_2 + i_0) - \frac{1}{3}R_1 (-i_1 - i_2 + 2i_0)$$

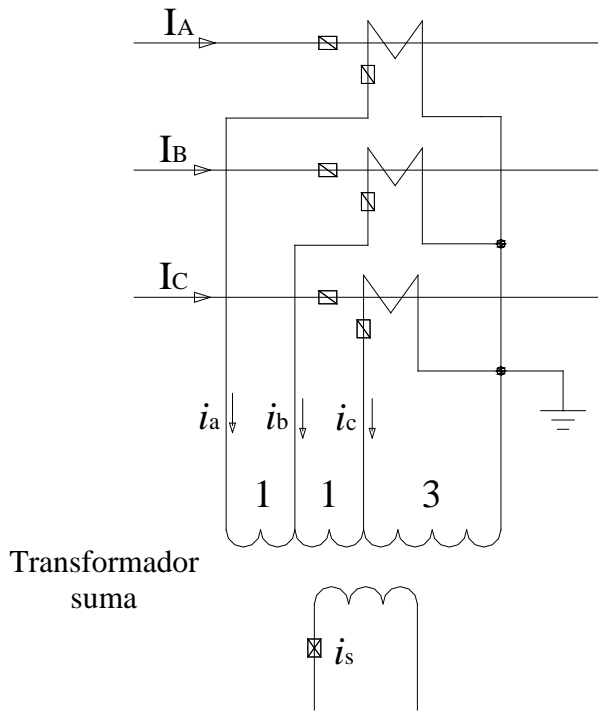
$$V_s = -R_1 i_1 + R_1 i_2 + \frac{2}{3}R_1 i_1 + \frac{2}{3}R_1 i_2 + \frac{2}{3}R_1 i_0 + \frac{1}{3}R_1 i_0 + \frac{1}{3}R_1 i_2 - \frac{2}{3}R_1 i_0$$

$$V_s = \underbrace{2R_1}_{k} i_2$$

k (constante de diseño de relevadores)

$$\therefore V_s = k i_2$$

V.9 FILTRO DE CORRIENTE DE SECUENCIA COMBINADA TIPO EUROPEO O “TRANSFORMADOR SUMA.”



Transformador suma: en el primario se conectan las salidas de los TC y en el secundario se obtiene una corriente inducida en mA que después se rectifica por medio de puentes, esta salida es 1Ø.

Por ejemplo: Si en el primario entran 5 A_{3Ø} en el secundario se inducirán 100 mA_{1Ø}

Así que $i_s = 5 i_a + 4 i_b + 3 i_c$

Figura V.43 Transformador suma

Y en función de sus componentes simétricas:

$$i_s = 5 (i_1 + i_2 + i_0) + 4 (a^2 i_1 + a i_2 + i_0) + 3 (a i_1 + a^2 i_2 + i_0)$$

$$i_s = 5 i_1 + 4 a^2 i_1 + 3 a i_1 + 5 i_2 + 4 a i_2 + 3 a^2 i_2 + 12 i_0$$

$$i_s = 2 i_1 + a^2 i_1 + 3 (1+a+a^2) i_1 + 2 i_2 + a i_2 + 3 (1+a+a^2) i_2 + 12 i_0$$

$$i_s \underbrace{(2+a^2)}_{k_1} i_1 + \underbrace{(2+a)}_{k_2} i_2 + \underbrace{12}_{k_3} i_0$$

$$i_s = k_1 i_1 + k_2 i_2 + k_3 i_0$$

La corriente de salida es proporcional a las corrientes de secuencia (+), (-) y (0). Este filtro se usa en los relevadores diferenciales de barras que se tienen en servicio en subestaciones de 85kV y 230kV.

Durante el desarrollo del presente trabajo de investigación se logro comprobar que para la fundición del cobre utilizando un horno de arco eléctrico resulta ser este tipo de horno mas versátil que el resto de hornos que producen cobre, debido a que no se hace empleo de materiales combustibles evitando introducir impurezas y teniendo como resultado un cobre mas limpio .


También es importante decir que se logra una mejor temperatura que puede llegar hasta 1 .930 °C y que se puede controlar eléctricamente, dando como resultado un alto grado de precisión


Es por esto que se logro proteger a la subestación eléctrica que se ubicaría en interior de las instalaciones de la planta.

La energía eléctrica requerida será tomada de la línea de 140 kv pertenecientes a Cfe. Y transportada hacia la subestación del transformador por medio de líneas aéreas.

Aunque el costo de fabricación de cobre en el horno de arco eléctrico es generalmente mas alto que los demás métodos de fabricación, se obtiene una calidad de cobre superior con el horno eléctrico, se logra controlar la temperatura, además es muy usado ya que no contamina con gases la atmosfera como el resto de hornos que producen cobre.

Es también por esto mismo que las empresas dedicadas a la fabricación de metales se deben poner a la vanguardia y cambiar sus métodos de fabricación de metales por equipos nuevos mejorando su producción y los costos así evitaremos seguir dañando al medio ambiente.

 El arte y la ciencia de la protección con relevadores.
C. Russel Mason
Ed. CIA. Editorial Continental

 Applied Protective Relaying
Westinghouse Electric Corporation

 Protective Relaying Principles and Application
J. Lewis Blackburn

Analysis de system's de potency
John granger William Stevenson
Mc graw hill

Sistemas de transmisión y distribución de potencia eléctrica
Enríquez Harper, Gilberto Limusa-Wiley

Análisis de Sistemas de Potencia.
Autor: William.
Editorial: Ed. Mc Grow Hill.

Líneas e Instalación Eléctrica.
Carlos Luca Marín.
Ed. Alfaomega

MESOGRAFIA

<http://www.u.cursos.clingenieria/2010/2/el57a/1/material?bajarid=320617>

http://winsock1.iespaña.es/web_tele/teleco/telecom/telecom64.htm

<http://ingenieriaelectricaexplicada.com/2009/12componentes-de-una-estacion.html>

<http://www.prosolec.cl/vamp210.html>

<http://www.industriasiemsa.com.mx/>

<http://www.bascotecniasteel.com/es/aceria-hornosarcoelectrico.php>

<http://www.sepi.upiicsa.ipn.mx/sab/ProcManuf/UMD/Unidad2/Contenido/2.2.2.b.htm>

<http://www.ing.unlp.edu.ar/sispot/libros/pr/flecab/stucat.htm>

Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-1999, "Instalaciones Eléctricas (utilización)"

<http://www.selinc.com/>