



INSTITUTO TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIERREZ

REPORTE DE RESIDENCIA

**MODERNIZACIÓN DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL ESTÁTICA A
PROTECCIÓN DIGITAL DE LA BAHÍA DE 115KV EN LA SUBESTACIÓN
MALPASO UNO**

ASESOR INTERNO

ING. JOSE DEL CARMEN VAZQUEZ HERNANDEZ

ASESOR EXTERNO

ING. JOSE ANGEL GODINEZ HERRERA

RESIDENTE

JUAN JOSE OCAÑA LOPEZ

Tuxtla Gutiérrez, Chiapas

Indicé

CAPÍTULO 1

1. Introducción.....	10
1.1 Antecedentes.....	10
1.2 Estado del arte	11
1.3 Justificación	11
1.4 Objetivo.....	12

CAPÍTULO 2

2.1 Comisión Federal de Electricidad	14
2.1.1 Subestación malpaso uno (MPU)	15

CAPÍTULO 3

3.1 Subestaciones eléctricas	19
3.1.2 Barra sencilla (menos confiabilidad y más económica).....	22
3.1.3 Barra principal y barra de transferencia	23
3.1.4 Barra principal y barra auxiliar (tipo de arreglo de subestación malpaso uno)	23
3.1.5 Doble barra y barra de transferencia.....	24
3.1.6 Anillo (mayor confiabilidad y costo)	25
3.1.7 Interruptor y medio	26
3.1.8 Doble interruptor (mayor confiabilidad y costo)	27
3.2 Protección diferencial	28
3.2.1 Definición de bus	29
3.2.2 Fallas en el bus	30
3.2.3 Protección de buses	30
3.3 Protección de barras	33
3.3.1 Protección diferencial de barras.....	33
3.3.2 Consideraciones para la instalación de un esquema diferencial de barras	33
3.3.3 Definición de relevador diferencial.....	35
3.3.4 Relevador “86”	36

3.3.5 Método para reducir el efecto de la saturación de TC's	38
3.4 Gama de relevadores diferenciales	38
3.4.1 Esquema diferencial de alta impedancia operado por voltaje (MARCA. G.E, TIPO PVD)	38
3.4.2 Conexiones.....	40
3.4.3 Calculo de ajuste.....	43
3.5 Esquema diferencial de barras operado con c.d. (MARCA SIEMENS, TIPO RN23).....	45
3.5.1 Principio de operación	47
3.5.2 Estabilización	47
3.5.3 Relevador diferencial	48
3.5.4 Conexiones.....	49
3.5.5 Esquema de barras múltiples	50
3.5.6 Alarma y bloqueo de disparo por fallas en el alambrado	54
3.5.7 Ajuste de protección.....	56
3.6 Esquema diferencial de barras estáticas operado por voltaje (MARCA. ABB, TIPO 7SS13)	56
3.6.1 Medida para acelerar la velocidad de la determinación del disparo	57
3.6.2 Esquema de circuito básico, supervisión.....	57
3.6.3 Estabilización	61
3.6.4 Evaluación separada de los semiciclos	66
3.6.5 Circuito de autopruueba.....	67
3.6.6 Puesta en servicio.....	68
3.6.7 Tarjetas auxiliares.....	68
3.6.8 Ajuste del elemento de arranque.....	71
3.6.9 Ajuste del elemento de supervisión	71
3.6.10 Velocidad de operación de la protección	72
3.6.11 Pendiente del relevador diferencial.....	72
3.6.12 Prueba de fallas con el tc auxiliar.....	73
3.6.13 Pruebas de inyección de corriente 3φ a TC's auxiliares.....	74
3.6.14 Pruebas de la pendiente de la protección 87B	74
3.7 Introducción a los esquemas de protección diferencial de barras numéricos.....	76

3.7.1 Relevadores diferenciales de barras numéricos.....	76
3.7.2 Aplicación.....	78
3.7.3 Algoritmo de protección.....	79
3.7.4 Autosupervision.....	82
3.7.5 Supervisión de cuchillas.....	83
3.7.6 Protección de falla de interruptor.....	84
3.7.7 Función de sobrecorriente (opción).....	84
3.7.8 Registrador de eventos.....	85
3.7.9 Registrador de fallas (oscilografía).....	85
3.7.10 Control centralizado.....	86
3.7.11 Control distribuido.....	87

CAPÍTULO 4

4 Esquema diferencial de barras operado por voltaje (MARCA. ABB, TIPO RADSS)..... 90

4.1.1 Principio de operación de la protección diferencial estática marca radss.....	91
4.1.2 Descripción.....	93
4.1.3 Comportamiento del esquema para diferentes condiciones.....	94
Condición normal de operación.....	94
4.1.4 Alarma del circuito abierto.....	96
4.1.5 Puesta en servicio.....	96
4.1.6 Cálculos realizados para comprobar la correcta operación de la protección.....	104

CAPÍTULO 5

5.1 Protección diferencial digital de bus marca SEL 487B..... 110

CAPÍTULO 6

6.1 Descripción del relevador SEL 487B instalado en la subestación de malpaso uno de 115kv..... 113

6.1.1 Diagramas de conexión y panel frontal.....	113
6.1.2 Ajustes y programación del relevador SEL 487B.....	117
6.1.3 Pruebas de protección a la protección digital diferencial de barras SEL 487B.....	120

CAPÍTULO 7

CONCLUSION	126
BIBLIOGRAFIA	127
ANEXOS	128

Indice de Figuras

Figura 1. Subestación Malpaso Uno	16
Figura 2. Tipo Intemperie	20
Figura 3. Tipo Interior	21
Figura 4. Barra Sencilla	22
Figura 5. Barra principal y barra de transferencia	23
Figura 6. Barra principal y barra auxiliar	24
Figura 7. Doble barra y barra de transferencia	25
Figura 8. Barras en anillo	26
Figura 9. Interruptor y medio	27
Figura 10. Doble interruptor	28
Figura 11. Diagrama esquemático	29
Figura 12. Diagrama esquemático de aplicación	39
Figura 13. Diagrama trifilar y de control de un esquema de protecciones diferencial de barras de alta impedancia tipo PVD de G.E	42
Figura 14. Diagrama unifilar de una S.E. con esquema de protección diferencial de barras de alta impedancia	42
Figura 15. Curva de falla mínima para la operación de la unidad 87L	45
Figura 16. Diagrama esquemático de Aplicación	46
Figura 17. Esquema de protección diferencial para sistemas de tres barras	52
Figura 18. Esquema diferencial para dos barras con interruptor de amarre / transferencia	53
Figura 19. Conexión completa de la protección de barras RN23 RN24	54
Figura 20. Módulo de estabilización RN24 para sistemas de barras colectoras sencillas, doble o triple	55
Figura 21. Características de reacción de la protección diferencial de barras RN23 RN24	56
Figura 22	59
Figura 23. Protección monofásica diferencial de barra con supervisión y transformadores adaptadores para la compensación de los transformadores de corriente con la relación de transformación desigual	59
Figura 24. Protección diferencial convencional estabilizada para una barra con n salida	61
Figura 25. Circuito de comparación diferencial de la protección electrónica de barra 7SS13 con factor de estabilización K ajustable	63
Figura 26. Diagrama del circuito de medición diferencial	65
Figura 27. Corrientes y valores de medición de corrientes de cortocircuito con máxima asimétrica inicial	66
Figura 28. Esquema de protección digital	76
Figura 29. Esquema Siemens, tipo 7SS52	78
Figura 30. Esquema ABB, tipo REB-500	79
Figura 31. Caracterización de pendiente	80
Figura 32. Caracterización de comparación direccional	81
Figura 33. Contactos auxiliares de cuchillas	83
Figura 34. Oscilografía de falla	86
Figura 35. Esquema 87B de control centralizado	87

Figura 36. Esquema 87B de control centralizado	87
Figura 37. Esquema 87B de control distribuido	88
Figura 38. Protección diferencial de bus estática marca Radss	90
Figura 39. Diagrama esquemático de relevador tipo Radss para protecciones de barras	91
Figura 40. Esquema simplificado de servicio normal	94
Figura 41. Esquema simplificado para falla en la línea X	95
Figura 42. Diagrama de conexión de equipo	102
Figura 43. Esquemático de protección diferencial de doble barra con switcheo	103
Figura 44. Protección diferencial digital de bus marca SEL 487B	111
Figura 45. Diagrama de panel frontal y posterior del relevador SEL 487B	113
Figura 46. Alambrado del esquema de protección del relevador SEL 487B (implementado en la subestación Malpaso Uno)	116
Figura 47. Conexión entre PC y relevador mediante el cable RS232	117
Figura 48. Rampa para probar el umbral de disparo	122
Figura 49. Pruebas de disparo para zona 1 y zona 2 de diferencial de barras de 115kv	123
Figura 50. Pruebas realizadas de pendiente a 60% y 80% de la diferencial de barras SEL 487B	124

Indicé de Tablas

Tabla 1. Niveles de voltaje usados preferentemente en México	19
Tabla 2. Tabla e pruebas del relevador diferencial de barras (87B) tipo Radss	99
Tabla 3. Tabla e pruebas del relevador diferencial de barras (87B) tipo Radss	107
Tabla 4	118

CAPÍTULO 1
GENERALIDADES

1. Introducción

1.1 Antecedentes

En la actualidad los dispositivos diferenciales están reconocidos a nivel mundial como un medio eficaz para asegurar la protección de personas contra los riesgos de corrientes eléctrica. Actualmente se está promoviendo por parte de CFE (Comisión Federal de Electricidad) la Modernización de la protección diferencial estática a protección digital de la bahía de 115kv en la subestación malpaso uno.

La red eléctrica de la CFE en la República Mexicana tiene la misión de garantizar un servicio de energía eléctrica con calidad y continuidad, para lograr esto se requiere que los equipos primarios sean protegidos adecuadamente en caso de presentar alguna falla y desconectarlos lo más rápido posible del sistema eléctrico de potencia.

En el caso de los buses o barras estos son los puntos en la red donde se conectan varios circuitos, que pueden ser generadores, transformadores, líneas de transmisión, capacitores y reactores. Los buses manejan grandes cantidades de energía del orden de 2000 MW y es precisamente por esta causa que los hace ser uno de los equipos primarios que afectan significativamente la estabilidad de un sistema en caso de no librarse rápidamente una falla en el Bus.

En este documento se presenta la experiencia en la aplicación de la protección diferencial digital tipo SEL487B en buses de alta tensión de 115,230 y 400 KV de la Gerencia Regional de Transmisión Central de la CFE.

En lo que se refiere a la filosofía de protecciones de barras que se ha adquirido durante el manejo de las protecciones de distintas tecnologías desde los esquemas electromecánicos, estáticos y digitales en un periodo de 1989 al 2008 se puede comentar que se debe poner en servicio una protección diferencial de barras cuando la nueva tecnología este bien asimilada y manejada por quien tenga la mayor experiencia en el esquema, de no ser así es mejor que se espere a tener la capacitación y el adiestramiento necesario para que el nuevo esquema sea confiable.

Otro punto de la filosofía de protección de barras es que la protección debe dar la flexibilidad al arreglo de barras para que este se maneje sin limitaciones y que cumpla el arreglo con las necesidades operativas del Sistema Eléctrico de Potencia.

1.2 Estado del arte

1.- La Comisión Federal de Electricidad formuló, ejecutó y supervisó el proyecto “Sistema de protección diferencial de barras (marca. ABB, tipo Radss)” en la subestación Malpaso Uno de la bahía de 115kv (MPU)¹ El relevador es de alta velocidad y tiene la habilidad de detectar las fallas en la barras, en un tiempo de 1 mseg, enviado orden de disparo de interruptores en un intervalo de 8 a 10mseg.

2.- La Comisión Federal de Electricidad supervisó el proyecto “Modernización de la protección diferencial estática a protección diferencial digital de la bahía de 115kv de Malpaso Uno (MPU)” Se utilizo relevador SEL 487B que se instaló en la subestación eléctrica Malpaso Uno (MPU), que tiene un arreglo de barras sencillas con interruptor de amarre, el relevador SEL 487B es utilizado como protección diferencial de barras (87B).

3.- La Comisión Federal de Electricidad realizo el proyecto de “Protección de Distancia 21/21N (7SA522) en la subestación Malpaso Uno de bahía de 230kv (MPU)” con el objetivo de especificar los ajustes las protecciones de distancia del sistema de 230kv, considerando la nueva configuración de la red prevista para los próximos años.

1.3 Justificación

El trabajo de modernización de la protección diferencial estática a protección digital de la bahía de 115kv en la subestación malpaso uno (MPU), puede alcanzar niveles adecuados de confiabilidad, se ha enfocado en la sustitución de equipos de protección,

¹ Malpaso Uno

equipos que fueron retirados marca ABB, tipo radss. Por lo que requiere realizar estudios para la configuración, prueba puesta en servicio de los equipos SEL 487B relevador diferencia digital de barra que ya fueron adquiridos por la empresa.

1.4 Objetivo

Realizar La Modernización de la protección diferencial estática a protección digital de la bahía de 115kv en la subestación malpaso uno (MPU).

CAPITULO 2
DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA.

2.1 Comisión Federal de Electricidad

La comisión Federal de Electricidad es una empresa del gobierno mexicano que genera, transmite, distribuye y comercializa energía eléctrica para más de 34.0 millones de clientes, lo que representa a más de 100 millones de habitantes, e incorpora anualmente más de un millón de clientes nuevos. La infraestructura para generar la energía eléctrica está compuesta por 178 centrales generadoras, con una capacidad instalada de 51,571 mega watts (MW)².

En la CFE se produce la energía eléctrica utilizando diferentes tecnologías y diferentes fuentes de energético primario. Tiene centrales termoeléctricas, hidroeléctricas, carboeléctricas, geotermoeléctricas, eoloeléctricas y una nucleoeléctrica. El 23.09% de la capacidad instalada corresponde a 22 centrales construidas con capital privado por los Productores Independientes de Energía.

Para conducir la electricidad desde las centrales de generación hasta el domicilio de cada uno de sus clientes, la CFE tiene cerca de 744 mil kilómetros de líneas de transmisión y de distribución. Se cuenta con líneas de transmisión de diferente voltaje 400 KV, 230 KV, 115 KV alrededor de todo el país.

El suministro de energía eléctrica llega a cerca de 137 mil localidades (133,390 rurales y 3,356 urbanas) y el 96.85% de la población utiliza la electricidad. En los últimos diez años se han instalado 42 mil módulos solares en pequeñas comunidades muy alejadas de los grandes centros de población. Ésta será la tecnología de mayor aplicación en el futuro para aquellas comunidades que aún no cuentan con electricidad.

² Megawatts

En cuanto al volumen de ventas totales, 99% lo constituyen las ventas directas al público y el 1.0% restante se exporta. Si bien el sector doméstico agrupa 88.29% de los clientes, sus ventas representan 25.32% del total de ventas al público. Una situación inversa ocurre en el sector industrial, donde menos de 1% de los clientes representa más de la mitad de las ventas.

Comisión Federal de Electricidad es también la entidad del gobierno federal encargada de la planeación del sistema eléctrico nacional, la cual es plasmada en el Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico, que describe la evolución del mercado eléctrico, así como la expansión de la capacidad de generación y transmisión para satisfacer la demanda en los próximos diez años, y se actualiza anualmente.

El compromiso de la empresa es ofrecer servicios de excelencia, garantizando altos índices de calidad en todos sus procesos, al nivel de las mejores empresas eléctricas del mundo. CFE es un organismo público descentralizado, con personalidad jurídica y patrimonio propio.

2.1.1 Subestación malpaso uno (MPU)

La Subestación Eléctrica Malpaso Uno, y demás instalaciones complementarias, y se expropia a favor de Comisión Federal de Electricidad la superficie de terreno de 254,527.407 m², ubicada en las inmediaciones del poblado Raudales de Malpaso, Municipio de Tecpatán, Estado de Chiapas.



Figura 1. Subestación Malpaso Uno

Raudales Malpaso Chiapas

Fuente: Google mapas

La Comisión Federal de Electricidad es un organismo público descentralizado con personalidad jurídica y patrimonio propio, que tiene a su cargo la prestación del servicio público de energía eléctrica, según disponen los artículos 7o. y 8o. de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica; con el objeto de establecer las condiciones de continuidad, eficiencia y seguridad a los centros de población de los estados de la república mexicana, la Comisión Federal de Electricidad construyó y tiene en operación la Subestación Eléctrica de Potencia Malpaso uno, se encuentra ubicada en el Poblado Raudales de Malpaso, Municipio de Tecpatán, Estado de Chiapas.

La Subestación Eléctrica de Potencia Malpaso Uno se enlaza con las Subestaciones Eléctrica de Potencia Elevadora de Malpaso Dos , las cuales constituyen un complejo de subestaciones que se integran a la red nacional, interconectadas con las Centrales Hidroeléctricas Malpaso , Manuel Moreno Torres (Chicoasén) , Ángel Albino Corzo (Peñitas) y Sistema de Transmisión, Transformación Oriente, que abastece de energía eléctrica a los Estados de Chiapas, Tabasco, Veracruz, Península de Yucatán y Distrito Federal.

Así mismo, las autoridades integraron el expediente de expropiación número 01/01, en el cual constan los elementos técnicos que justifican la idoneidad de los bienes, en materia de la expropiación, para atender la causa de utilidad pública señalada en el artículo primero de este ordenamiento; con el objeto de conservar el uso de la superficie y área de seguridad donde se localizan: la Subestación Eléctrica de Potencia Malpaso Uno, Subestación Eléctrica Malpaso Dos e instalaciones complementarias de ambas subestaciones.

El terreno expropiado tiene una superficie total de terreno de 254,527.407 m², tal como se precisa en el plano número PG-2-2, de fecha 5 de marzo de 2001, revisión número 5, con fecha 14 de septiembre de 2001, elaborado por la Comisión Federal de Electricidad, ubicada en el Poblado Raudales de Malpaso, Municipio de Tecpatán, Estado de Chiapas.

CAPITULO 3
FUNDAMENTO TEÓRICO

3.1 Subestaciones eléctricas

Definición

Las subestaciones son las componentes de los sistemas de potencia en donde se modifican los parámetros de tensión y corriente, sirven además de punto de interconexión para facilitar la transmisión y distribución de la energía eléctrica y pueden clasificarse de acuerdo a su función y construcción.

Clasificación por su función:

Elevadoras

En este tipo de Subestaciones se modifican los parámetros principales en la generación de la energía eléctrica por medio de los transformadores de potencia, elevando el voltaje y reduciendo la corriente para que la potencia pueda ser transportada a grandes distancias con el mínimo de pérdidas. Son las subestaciones que generalmente se encuentran en las Centrales Eléctricas.

Algunos niveles típicos de voltaje usados en los sistemas eléctricos de potencia, se dan en la tabla siguiente, agrupándolos en transmisión, subtransmisión, distribución y utilización.

Tabla 1 Niveles de voltaje usados preferentemente en México.

Transmisión	Subtransmisión	Distribución	Utilización
400 KV	115 KV	34.5 KV	400V, 3 Φ
230 KV	69 KV	23.0 KV	220V, 2 Φ
		13.8 KV	110 V, 1 Φ

Reductoras

En este tipo de Subestaciones se modifican los parámetros de la transmisión de la energía eléctrica por medio de transformadores de potencia, reduciendo el voltaje y aumentando la corriente para que la potencia pueda ser distribuida a distancias medias a través de líneas de transmisión, subtransmisión y circuitos de distribución, los cuales operan a bajos voltajes para su comercialización.

Maniobra

En este tipo de Subestaciones no se modifican los parámetros en la transmisión de la energía eléctrica, únicamente son nodos de entrada y salida sin elementos de transformación y son utilizadas como interconexión de líneas, derivaciones, conexión y desconexión de compensación reactiva y capacitiva, entre otras.

Clasificación por su construcción

Tipo intemperie

Son las construidas para operar expuestas a las condiciones atmosféricas (lluvia, nieve, viento y contaminación ambiental) y ocupan grandes extensiones de terreno.



Figura 2. Tipo intemperie.

Fuente: Libro de Subestaciones Eléctricas (Jesús Transhorras Montecelo)

Tipo interior

Son Subestaciones que se encuentran con protección de obra civil, similares en su forma a las de tipo intemperie, con el fin de protegerlas de los fenómenos ambientales como son: la contaminación salina, industrial y agrícola, así como de los vientos fuertes y descargas atmosféricas. También existen, las Subestaciones compactas blindadas aisladas con gas Hexafluoruro de Azufre, las cuales proporcionan grandes ventajas, ya que además de poder ser diseñadas para operar a la intemperie, estas pueden estar protegidas del medio ambiente con cierta infraestructura civil, reduciendo los costos de mantenimiento; y se aplican generalmente en:

- Zonas urbanas y con poca disponibilidad de espacio.
- Zonas con alto costo de terreno.
- Zonas de alta contaminación y ambiente corrosivo.
- Zonas con restricciones ecológicas.
- Instalaciones subterráneas.



Figura 3. Tipo interior

Fuente: Libro de Subestaciones Eléctricas (Jesús Transhorras Montecelo)

3.1.1 Arreglos de barras

El arreglo de barras de una subestación es la configuración ordenada de los elementos que lo conforman. La elección del arreglo de una subestación depende de las características de cada sistema eléctrico y de la función que realiza dicha subestación en el sistema. Los criterios utilizados en la selección del arreglo de barras más adecuado de una instalación son la continuidad de servicio, flexibilidad de operación, cantidad y costo del equipo eléctrico y facilidad de mantenimiento de los equipos. Los arreglos más utilizados en el sistema eléctrico se describen a continuación.

3.1.2 Barra sencilla (menos confiabilidad y más económica)

Es el arreglo más simple desde el punto de vista constructivo, considerando la cantidad de equipo y el área que ocupa, también resulta ser el más económico. No obstante, la confiabilidad de servicio es poca, ya que una falla en la barra principal provoca la salida de operación de la misma. Asimismo, el mantenimiento a los interruptores se dificulta, ya que es necesario dejar fuera de servicio parte de la subestación.

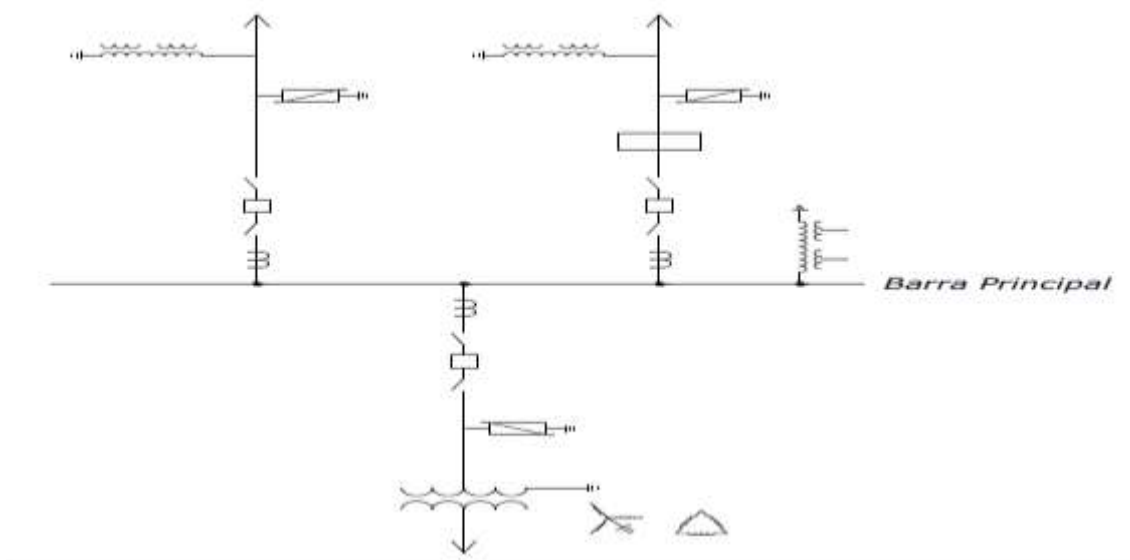


Figura 4. Barra sencilla

Fuente: Libro de Subestaciones Eléctricas (Jesús Transhorras Montecelo)

3.1.3 Barra principal y barra de transferencia

Es una variante del arreglo anterior, en el cual se utiliza una barra de transferencia para sustituir, a través de un interruptor, algún interruptor que necesite mantenimiento.

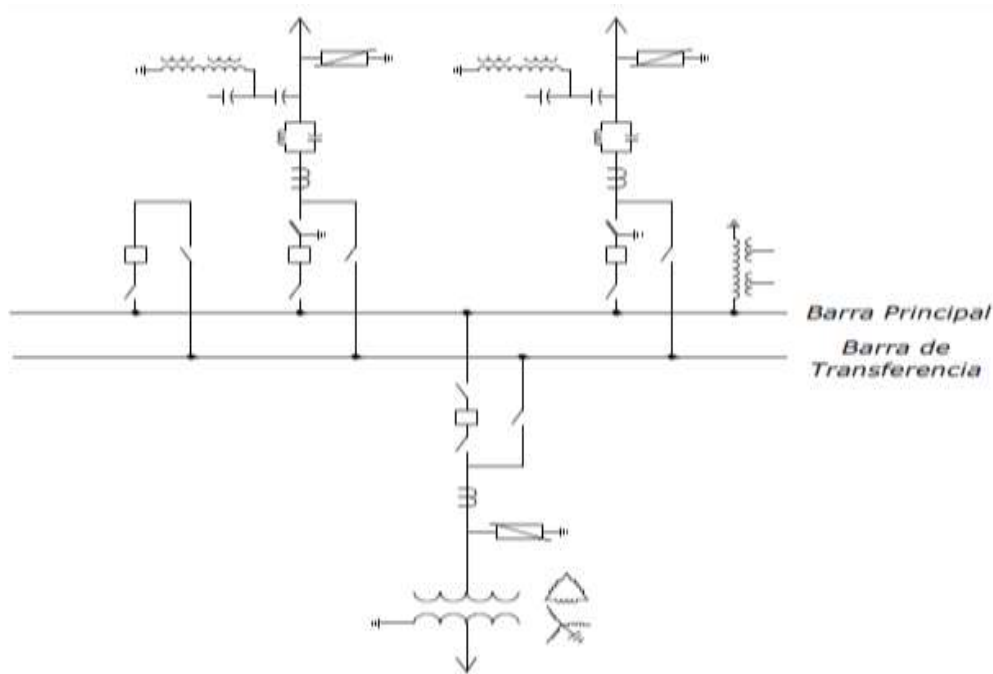


Figura 5. Barra principal y barra de transferencia

Fuente: Libro de Subestaciones Eléctricas (Jesús Transhorras Montecelo)

3.1.4 Barra principal y barra auxiliar (tipo de arreglo de subestación malpaso uno)

Este arreglo ofrece una mayor continuidad de servicio, puesto que, en caso de existir una falla en cualquiera de las dos barras, ocasiona la pérdida de los elementos conectados a la barra fallada. Debido a ello, la subestación puede ser operada como dos subestaciones independientes con arreglo de barra simple.

Permite dar mantenimiento a los interruptores sin perder los elementos conectados a él y desenergizar cualquiera de las dos barras sin alterar el funcionamiento de la

subestación. Sin embargo, aumentan las maniobras en el equipo cuando se utiliza el interruptor de amarre como interruptor de transferencia. La cantidad de equipo requerido es mayor, por tanto, su costo también incrementa.

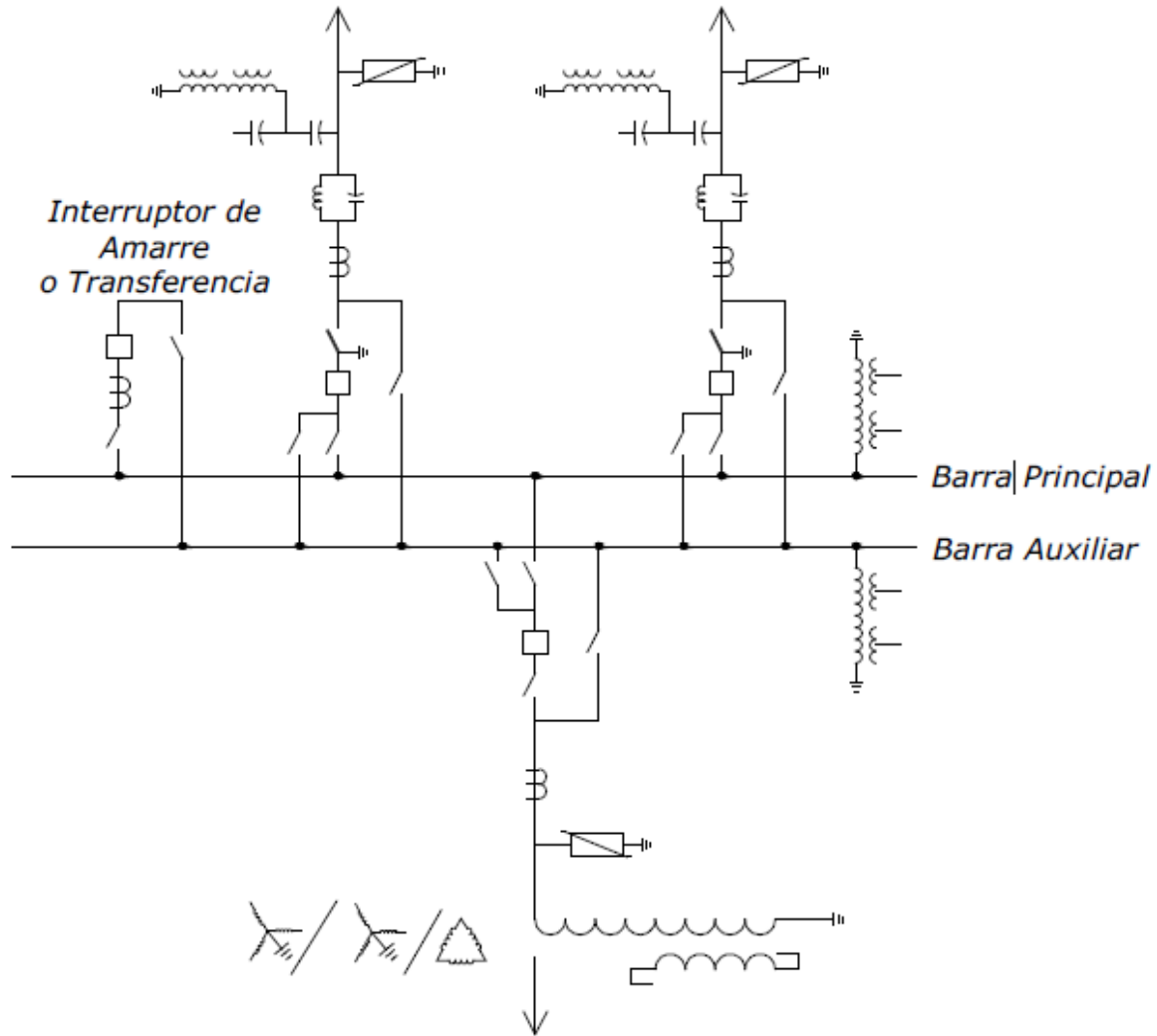


Figura 6. Barra principal y barra auxiliar

Fuente: Libro de Subestaciones Eléctricas (Jesús Transhorras Montecelo)

3.1.5 Doble barra y barra de transferencia

Ofrece las mismas ventajas que el arreglo anterior, con la diferencia de que se requieren pocas maniobras para hacer uso del interruptor de transferencia. En este

caso, la subestación puede ser operada como dos subestaciones independientes de barra principal y barra de transferencia.

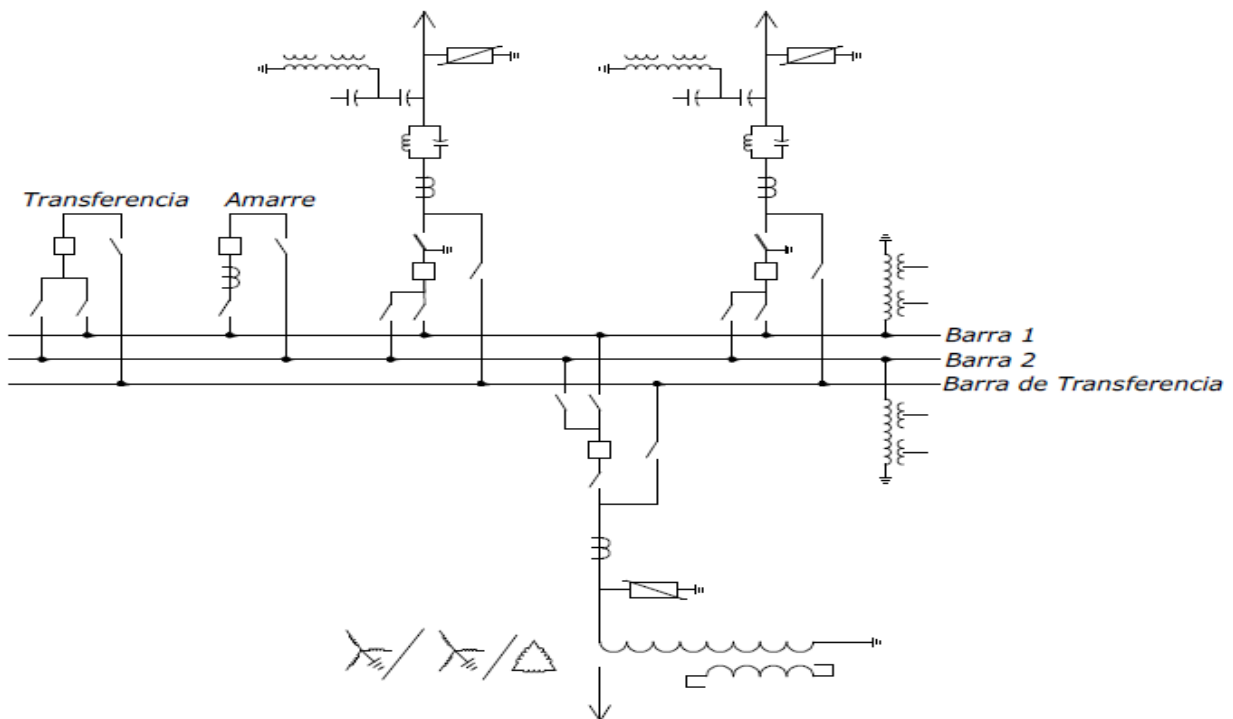


Figura 7. Doble barra y barra de transferencia

Fuente: Libro de Subestaciones Eléctricas (Jesús Transhorras Montecelo)

3.1.6 Anillo (mayor confiabilidad y costo)

Arreglo que permite continuidad de servicio, ya que evita la salida completa en caso de falla en las barras. Además, ofrece la posibilidad de dar mantenimiento a los interruptores sin que se pierda el suministro de energía.

Cuando un interruptor está en mantenimiento, pueden ocurrir disparos en la protección, debido a que al abrir el anillo se puede incrementar la corriente de carga en los otros interruptores que permanecen en servicio. Esto puede evitarse realizando el mantenimiento en condiciones de baja carga.

Prácticamente requiere el mismo equipo que el arreglo de barra sencilla, por lo que su costo es similar. Se utiliza en la salida de 23 kV de las subestaciones de distribución, utilizando anillo sencillo o doble en caso de haber más de dos transformadores.

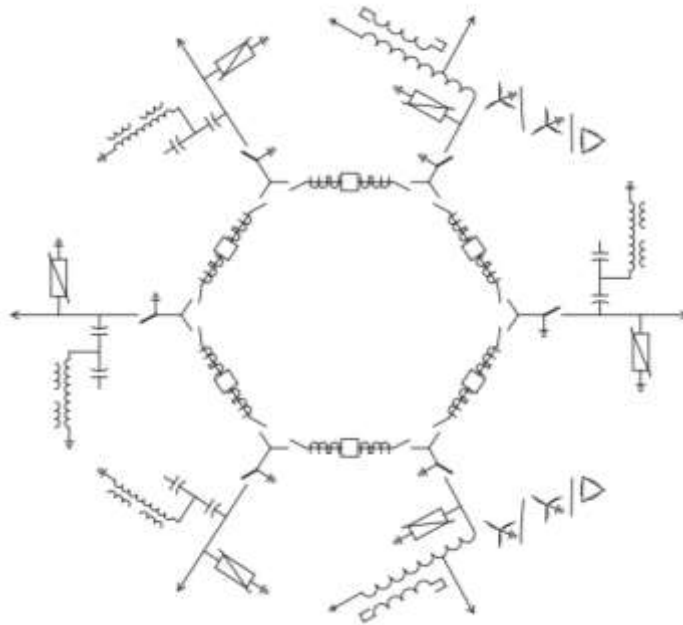


Figura 8. Barras en Anillo

Fuente: Libro de Subestaciones Eléctricas (Jesús Transhorras Montecelo)

3.1.7 Interruptor y medio

Arreglo que ofrece buena confiabilidad y ventajas para las operaciones de mantenimiento sin tener que interrumpir el servicio. Regularmente las transferencias se hacen a través de los interruptores, lo que permite conservar la protección aun cuando alguno se encuentre en mantenimiento.

Ocurre lo mismo que en el arreglo de anillo, cuando un interruptor está en mantenimiento, ya que al tener algún interruptor fuera de servicio, puede manifestarse un exceso de carga en los restantes y provocar disparos en las protecciones.

Este arreglo se utiliza en subestaciones de 115, 230 y 400 KV, sobre todo en aquellas de interconexión que forman parte de un sistema en anillo.

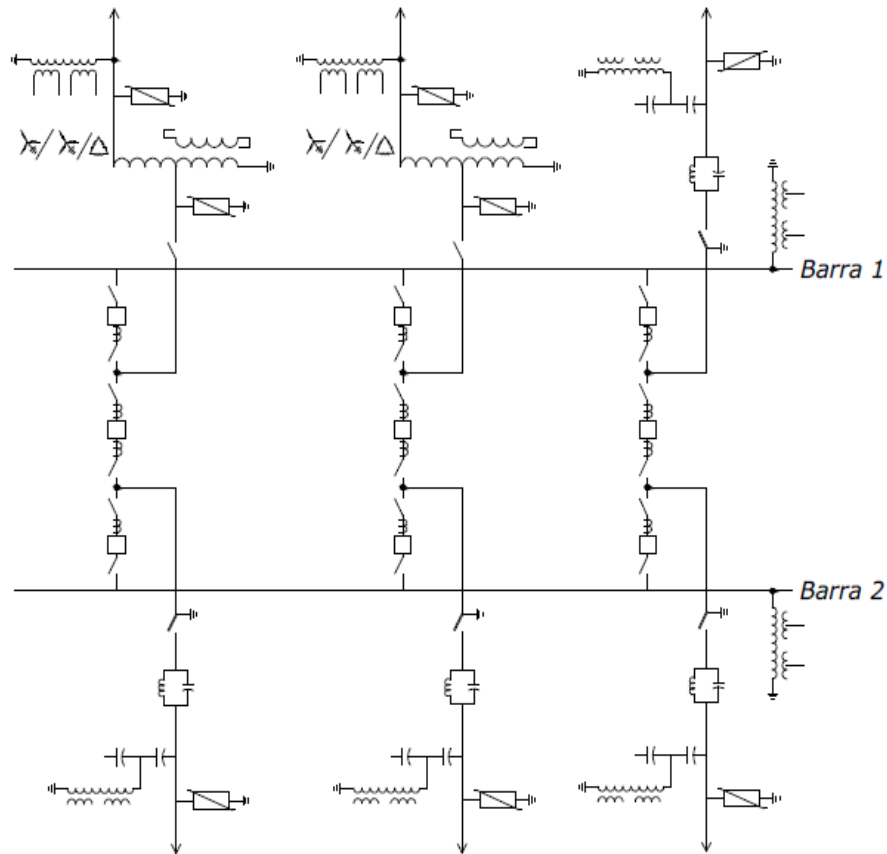


Figura 9. Interruptor y medio

Fuente: Libro de Subestaciones Eléctricas (Jesús Transhorras Montecelo)

3.1.8 Doble interruptor (mayor confiabilidad y costo)

Es la mejor opción en cuanto a confiabilidad se refiere, no obstante, es un arreglo más costoso que los anteriores y por ello se emplea en aquellos casos en que la continuidad es muy importante.

Con un interruptor fuera de servicio, se ocasiona la pérdida de únicamente el elemento disparado. Las subestaciones con éste arreglo pueden ser operadas como dos subestaciones independientes de barra simple.

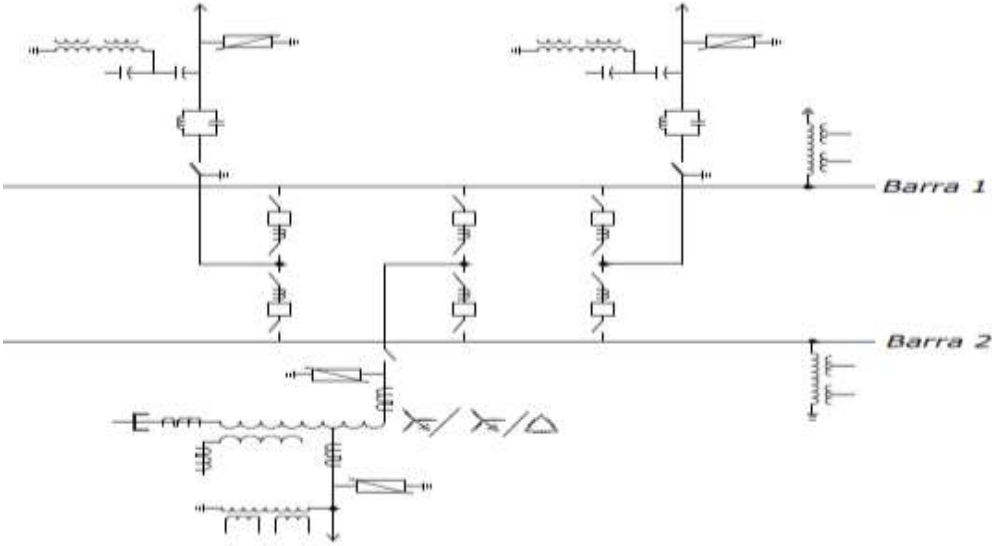


Figura 10. Doble interruptor
Fuente: Libro de Subestaciones Eléctricas (Jesús Transhorras Montecelo)

3.2 Protección diferencial

El relevador diferencial es un dispositivo de protección que se conecta a los circuitos secundarios de los TC's que censan las corrientes que entran y salen de un elemento a proteger (barras, transformadores, generador, etc.), y se basa en el principio de comparación de la magnitud y ángulo de fase de dichas corrientes, cumpliendo fielmente con la ley de Kirchhoff.

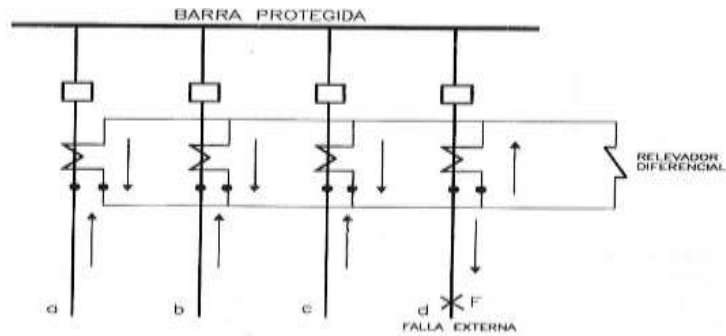


Figura 11. Diagrama esquemático
Fuente: Comisión Federal de Electricidad

3.2.1 Definición de bus

El bus o barra denominada en inglés busbar es un elemento clave para la estabilidad de un Sistema eléctrico de potencia. Se encuentra en las subestaciones eléctricas ya sean de Transmisión, Subtransmisión o de Distribución dependiendo del nivel de voltaje que se maneje. Este voltaje puede variar desde los 400 KV, 230 KV, 115 KV. Se puede definir bus como un punto donde se interconectan circuitos (líneas de transmisión, transformadores, capacitores, reactores, autotransformadores).

Los principales arreglos de bus son:

- Bus principal: Este arreglo tiene poca flexibilidad de operación.
- Bus principal y bus de transferencia: En este tipo de arreglo se puede sustituir a un interruptor para mantenimiento con el interruptor de transferencia.
- Bus principal y bus auxiliar con interruptor de amarre o transferencia: Este arreglo tiene más flexibilidad para suministro de energía. Cuenta con dos buses y tres cuchillas, una para bus 1 y otra para bus 2 y transferencia. Y el bus auxiliar puede funcionar como Bus 2 y Bus de Transferencia. Cuenta con un interruptor de amarre y transferencia.

- Arreglo bus 1 y bus 2 con doble interruptor: Este tipo de arreglo ofrece mayor flexibilidad porque cuenta con una doble opción para suministro de energía, incluyendo doble interruptor.
- Arreglo de interruptor y medio: Este tipo de arreglo se utiliza en sistemas de extra alta tensión. La ventaja más importante consiste en que aún con las dos barras falladas puede continuar el servicio de energía eléctrica.

3.2.2 Fallas en el bus

Las fallas en el Bus son poco frecuentes y es por esto precisamente que el Esquema diferencial de barras opera en pocas ocasiones. Las fallas que se nos han presentado en los últimos 20 años han sido por explosiones de TC`S, dentro de la zona diferencial, por maniobras con escaleras de aluminio que aterrizan el Bus.

Por personal que está trabajando en cuchillas de transferencia aparentemente sin potencial en arreglos de Bus principal y Bus de transferencia, por personal contratista que por desconocimiento aterrizan el Bus con ramas de arbustos verdes, por fallas trifásicas ocasionadas por cuchillas de tierra cerradas.

3.2.3 Protección de buses

Los métodos para proteger un bus pueden ser:

PROTECCIÓN DE BARRAS CON RELEVADORES DE RESPALDO

En la antigüedad, la forma utilizada para la protección de barras era mediante la operación de las protecciones de los elementos que aportaban corriente hacia los buses, pero presentaban las siguientes desventajas:

Baja velocidad en la operación de libramiento de fallas. Las cargas alimentadas por las Líneas de transmisión se interrumpen innecesariamente. Esta forma de protección era preferida por encima de la 87B cuyo accionamiento erróneo dispara todas las conexiones a la barra protegida.

PROTECCIÓN POR COMPARACIÓN DIRECCIONAL

El principio de la comparación direccional es utilizado también en la protección de líneas de transmisión. Para protección de bus, emplea relevadores de sobrecorriente direccional individuales en las líneas de las fuentes y relevadores instantáneos de corriente en las líneas de los circuitos.

Básicamente, los contactos de los relevadores direccionales en todos los circuitos de alimentación y los contactos de los relevadores de sobrecorriente en circuitos de carga están interconectados en tal forma, que si la corriente de falla fluye hacia la barra colectora, el equipo funcionará para disparar todos los interruptores del bus. En esta protección los TC's pueden no tener la misma RTC porque los secundarios se conectan a relevadores individuales y no influyen en la comparación direccional.

Sus desventajas son:

- Requiere de mantenimiento.
- Alta probabilidad de falla al funcionar debido al gran número de contactos en serie en el circuito de disparo.
- Pueden no operar para una falla trifásica.

El relevador diferencial es un dispositivo de protección que se conecta a los circuitos secundarios de los TC's que censan las corrientes que entran salen de un elemento a

proteger (barras, transformadores, generador, etc.) Y se basa en el principio de comparación de la magnitud y ángulo de fase de dichas corrientes, cumpliendo fielmente con la ley de Kirchhoff.

Cuando la suma de estas corrientes es diferente de cero, existe “corriente diferencial. Cuando esta sobrepasa un determinado porcentaje regulable por ajuste de la corriente total que circula a través del elemento a proteger, se energiza la bobina de operación del relevador, mandando el disparo a través de un relevador auxiliar de contactos múltiples (86), que se emplea para disparar todos los interruptores asociados al elemento fallado.

El relevador auxiliar de disparo de la protección diferencial “86” es de reposición manual y el objeto de esto es para evitar energizar indebidamente el elemento fallado, lo cual al reenergizar podría hacer más severo el daño en el punto de falla. Este relevador, al operar, sus funciones principales son:

- Disparar los interruptores asociados en el elemento fallado.
- Bloquear el cierre de los mismos interruptores
- Dar señales de alarma

La protección diferencial es el método de protección más confiable, sin embargo, tiene algunos problemas de aplicación como:

- Saturación
- Complicación de los circuitos asociados al esquema de protección.

3.3 Protección de barras

La forma más antigua de protección de barras consiste en la operación de las protecciones de los elementos que aportan corriente hacia las barras. Este método es de baja velocidad relativamente, y las cargas derivadas de las LT's se interrumpen innecesariamente. Algunos prefieren este método a aquel en el cual, la operación accidental de un solo relevador dispara todas las conexiones a la barra colectora (LT's, transformadores, generadores, etc.) que es el caso de protección 87B.

3.3.1 Protección diferencial de barras

Definición:

Es el dispositivo que mide las corrientes de entrada y salida de la barra protegida para detectar aquella corriente diferencial que supere el determinado porcentaje de la corriente total que circula por el bus para el cual fue ajustado, y enviar así la rápida señal de disparo que libre al elemento fallado.

3.3.2 Consideraciones para la instalación de un esquema diferencial de barras

Para poder establecer cuando instalar un esquema diferencial de bus, se consideran dos criterios importantes, que son:

- La importancia de la carga y el impacto que representa una falla en el bus para la estabilidad de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP)³.
- Cuando se traten de buses de 230 KV y 400 KV, definitivamente deben llevar protección diferencial de Bus.

³ Sistema Eléctrico de Potencia

Ahora bien, la protección de buses se puede lograr por medio de la detección diferencial cuando las corrientes de falla interna y externa no representan grandes problemas de imprecisión en la medición por la saturación de TC's.

PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE PROTECCION DE BARRAS

La Bobina de operación del relevador recibe corriente únicamente cuando hay una falla dentro de su Zona de protección y esta es limitada al área comprendida entre la localización de los juegos de TC's que mandan corriente al relevador.

Si las corrientes de falla son tan grandes que provocan saturación desigual en los TC's, este método no será aplicable, pues la suma de las corrientes secundarias no será cero para fallas externas, lo que provocaría la operación en falso del relevador diferencial.

En caso de una falla (F) externa a la barra, los transformadores de corriente a, b, c, aportan cantidades diferentes de corrientes de falla, pero el TC del circuito "d", que es del circuito fallado, debe balancear la suma de todas las demás. Por esta razón, el TC. Del circuito "d" ha sido energizado a un nivel mucho más alto, cercano a la saturación o frecuentemente con grados variables de saturación.

Dando origen a falsas corrientes diferenciales ya que una cantidad relativamente pequeña de corriente directa (CD) de una onda asimétrica de falla, satura el núcleo del TC, reduciendo apreciablemente la corriente secundaria del valor que debería ser. La corriente que llega disminuida al relevador diferencial provoca incorrectamente su operación para falla externa.

CONDICIONES DE OPERACIÓN DE PROTECCION DE BARRAS

Las condiciones bajo las cuales el relevador de protección diferencial de bus debe operar son principalmente las siguientes:

- No importando el valor de la componente de corriente directa de una onda asimétrica de falla.
- Aun cuando los TC's se saturen por efecto de corrientes de falla interna y externa.
- Esta protección deberá operar aun cuando los TC's sean de distinto tipo y relación de transformación.

CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN DE PROTECCION DE BARRAS

- a. La velocidad del relevador diferencial debe ser alta y debe operar antes de la saturación de los TC's.
- b. El relevador diferencial debe tener la capacidad necesaria para rechazar la información distorsionada y falsa de los TC's cuando estos se saturan.
- c. Deben estar diseñados para que no tengan limitación para aceptar el uso de TC's auxiliares cuando los TC's primarios son de diferente tipo y relación de transformación.
- d. El relevador diferencial no debe tener limitaciones para operar bajo condiciones de falla máxima, ya sea interna o externa.

3.3.3 Definición de relevador diferencial

Es un dispositivo de protección que se conecta a los circuitos secundarios de los TC'S que censan las corrientes que entran y salen del elemento a proteger y se basa en el principio de comparación de la magnitud y ángulo de fase de dichas corrientes, cumpliendo así, con la primera Ley de Kirchhoff.

3.3.4 Relevador “86”

Es el relevador auxiliar de disparo de la protección diferencial. Su reposición debe ser manual para evitar energizar indebidamente el elemento fallado (bus en este caso). Esto debido a que se puede ocasionar un daño mayor en el punto de falla al reenergizar en un tiempo indebido.

Funciones principales:

- Dispara a todos los interruptores asociados al punto de falla.
- Evita el cierre de los interruptores disparados.
- Da señales de alarma.

Problemas de aplicación

La protección diferencial es el tipo de protección más confiable aunque presenta los siguientes problemas:

- Saturación de TC's
- Complicación de los circuitos asociados al esquema de protección, este es el llamado Talón de Aquiles de un esquema diferencial de barras. Durante muchos años en protecciones de bus electromecánicas y estáticas, el problema principal en barras con circuitos switcheados era que la indicación para determinar si el circuito estaba o no conectado a la barra se hacía y se sigue haciendo con contactos auxiliares de las cuchillas de Bus.

Si una cuchilla de Bus se cierra y su contacto auxiliar no indica a la protección diferencial de Bus que está conectado el circuito, esto hace que esta corriente no se sume al esquema diferencial lo cual puede crear un desbalance y ante una falla externa el esquema puede llegar a operar si el esquema no está bloqueado ante una condición de desbalance previa a la falla.

CARACTERISTICAS DE OPERACIÓN DEL RELEVADOR “86”

De lo anterior, se concluye que el relevador de protección para fallas en barras debe de trabajar correctamente aún bajo las siguientes condiciones:

- Cuando la componente de corriente directa de una onda asimétrica de falla sea de cualquier valor.
- Aun cuando los transformadores de corriente se saturen por efectos de corriente de falla interna.
- El esquema de protección diferencial de bus debe tener la característica de poder operar correctamente aun cuando los TC's, sean de diferente tipo y relacionado de transformación.

Por lo tanto, se deduce las siguientes características de operación necesarias para un esquema de protección diferencial.

- El relevador diferencial debe ser de alta velocidad y operar antes de la saturación de los TCS.
- El relevador diferencial debe tener la habilidad necesaria para rechazar la información distorsionada y falsa de los TC's, cuando lleguen a saturarse.
- El relevador diferencial debe estar diseñado de tal manera que no tenga limitación para aceptar el uso de los TC's auxiliares, cuando los TC's primarios sean de diferente tipo y relación de transformación.
- El relevador diferencial no debe tener limitaciones para su correcta operación bajo condiciones de falla máxima, sea esta interna o externa.

3.3.5 Método para reducir el efecto de la saturación de TC's

Hay varios métodos para resolver estos problemas, de ellos se usan dos comúnmente y son los siguientes.

- Usando relevadores diferenciales de alta impedancia operando por voltaje con un circuito resonante serie que limita la sensibilidad a la componente de C.D.
- Usando relevadores diferenciales de porcentaje restricción específicamente diseñado para ser insensible a la saturación por la componente de C.D.

En la actualidad existen diferentes métodos que se aplican en las diferentes marcas de relevadores. En estos apuntes hablaremos particularmente de cinco tipos de esquemas, que en porcentaje son de mayor aplicación en C.F.E., los cuales son.

- Esquema diferencial marca General Electric, tipo PVD: relevador de alta impedancia operada por voltaje.
- Esquema diferencial marca SIEMIENS, tipo RN23 y RN24 (k, l, m), RA15: relevadores operados por corriente directa.
- Esquema diferencial marca ASEA, tipo RADD5: relevadores estáticos operados por voltaje.
- Esquema diferencial marca SIEMIENS, tipo 7SS13: relevadores estáticos operados por corriente
- Esquema diferencial marca ABB, tipo INX5: relevador digital operado por corriente.

3.4 Gama de relevadores diferenciales

3.4.1 Esquema diferencial de alta impedancia operado por voltaje (MARCA. G.E, TIPO PVD)

PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

Este esquema utiliza TC's convencionales su comportamiento desigual mediante la aplicación de un relevador (por fase) con unidad de alta impedancia.

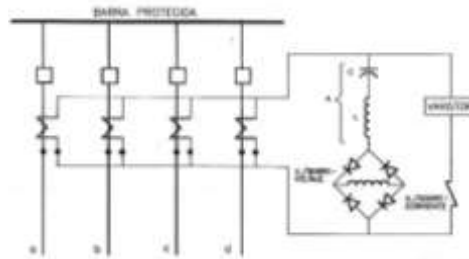


Figura 12. Diagrama esquemático de aplicación.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

Esto hace que las corrientes diferenciales falsas circulen a través de los TC's y no por la bobina de operación del relevador para que esto sea efectivo, se requiere que la resistencia que presenta el circuito secundario de los TC's se mantengan baja. Esta condición limita la aplicación a TC's de tipo boquilla o parecido, con arrollamiento secundario distribuido, donde la reactancia de dispersión es despreciable y por lo tanto, la impedancia del circuito secundario es baja.

La aplicación de este esquema de protección requiere por tanto que, todos los TC's tengan la misma R.T.C., no acepta TC's auxiliares.

El diagrama muestra una unidad instantánea tipo "pungler" operada con voltaje a través de un rectificador de onda completa. El elemento "a" formado por una bobina y un capacitor, sintoniza el circuito a la frecuencia fundamental y reduce la respuesta a todas las demás armónicas de este elemento de 3Kohms, lo que significa que los circuitos secundarios y el relevador estarán sujetos a altos voltajes en el caso que ocurra una falla en el Bus.

La discriminación entre las fallas internas y externas se efectúa mediante la aplicación de voltaje aplicado al relevador.

Para fallas internas, el voltaje aplicado al relevador es alto, acercándose al nivel de voltaje inducido en el circuito secundario de los TC's, para circuito abierto. TC's cables de control y relevadores quedan sujetos a voltajes del orden de 1000v.

Para fallas externas, el voltaje debe ser bajo, tendiendo a cero, a menos que se tenga diferente nivel de saturación en los TC's, el voltaje máximo ocurre cuando uno de los TC's, está completamente saturado y los otros sin saturación, este voltaje máximo será la caída por resistencia que ocasiona la corriente secundaria teórica al pasar por los cables y el devanado secundario de T.C. saturado.

Por lo tanto, para ajustar la unidad de sobre voltaje del relevador, se calcula el voltaje máximo posible esperado y se aplica un factor de seguridad del 200%.

Una unidad limitadora de voltaje, "varistor", se conecta en paralelo con la unidad de sobrevoltaje, para limitar el voltaje hasta 1500v, y a la vez, en serie con estas conecta una unidad instantánea de sobrecorriente ajustada para operar con magnitudes altas de falla interna. Este ajuste debe de ser alto para evitar disparos con fallas externas. El tiempo de operación del relevador es de 3 a 6 ciclos para la unidad de voltaje y de 1 a 3 ciclos para la unidad de sobrecorriente.

3.4.2 Conexiones

El diagrama figura 13 muestra las conexiones típicas que realizan para un esquema de protección diferencial de corriente operado por voltaje.

Referente a las conexiones, cabe hacer mención de los siguientes puntos importantes que se deben considerar.

- 1- Requiere un juego particular de secundarios de T.C., por circuito conectado a las barras.

- 2- Deben conectarse TC's iguales: en relación, polarización y en características de saturación (por lo antes mencionado)
- 3- Debe usarse siempre la mayor R.T.C., disponibles para trabajar con tensiones menores posibles y tener mayor clase de saturación de los TC's.
- 4- El neutro de los T.C. deben conectarse a tierra en un solo punto, de preferencia en el tablero de los relevadores; con el objeto de que no exista circulación de corrientes del sistema de tierras por los neutros y puedan provocar operaciones incorrectas.

Como muestra en la figura 13, la operación del relevador del 86B debe cortocircuitar al "VARISTOR" para protegerlo de sobretensiones prolongadas si un interruptor alimentador no abre para fallas internas, esto es para cada fase.

Las interconexiones del TC's o Bus de corriente debe utilizarse, de preferencia en un punto equidistante con todos los juegos del TC's de los circuitos, con el objeto de las impedancias secundarias del cableado sean iguales y reducir un poco el efecto de la saturación del circuito con falla externa.

En caso de subestaciones con varios juegos de barras, este tipo de esquema no permite el "switchero" de corrientes para cambiar un circuito (L.T., Transf., Gen, etc.) de barras, puesto recibe directamente corrientes de TC's primarios y no acepta TC's auxiliares. Para estos casos, si se requiere pasar un circuito de barras 1 a barras 2.

Viceversa es necesario contar con un arreglo de Bus preferente que hace que bloquee el esquema 2 para el esquema 1 o preferente cense las corrientes de todos los circuitos de ambas barras. Un ejemplo de un esquema mencionado se muestra en la Figura 14.

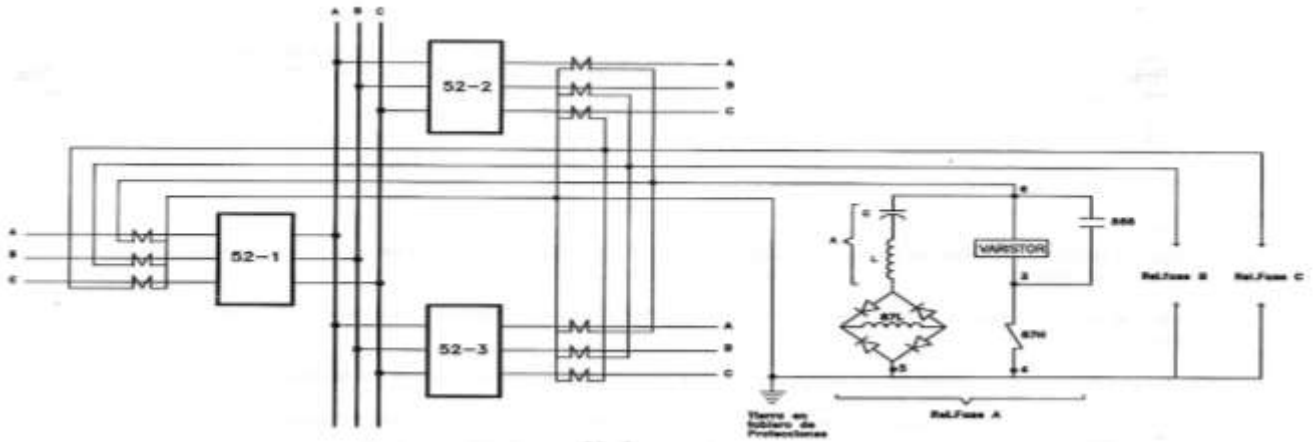


Figura 13. Diagrama trifilar y de control de un esquema de protección diferencial de barras de alta impedancia tipo PVD de G.E

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

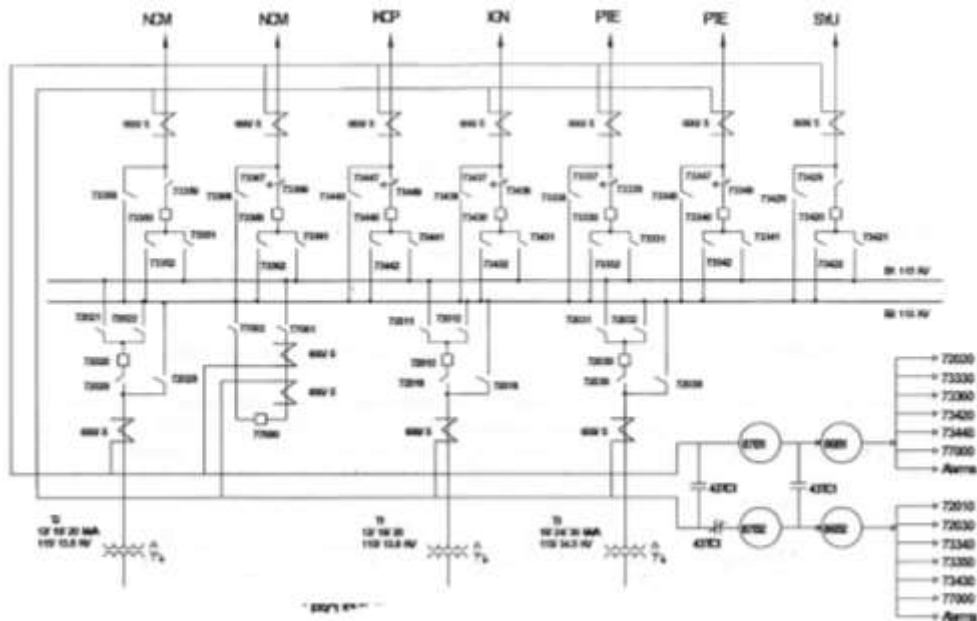


Figura 14. Diagrama unifilar de una S.E. con esquema de protección diferencial de barras de alta impedancia

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

3.4.3 Calculo de ajuste

Ajuste de la unidad de alta impedancia o de voltaje (87L): este ajuste se obtiene de la siguiente relación.

$$V_r = 2(R_s + P \times R_I)I_f \quad \text{Ec. No.1}$$

N

Donde

V_r = Es el valor de arranque de la unidad 87L (pick-Up)

R_s = Resistencia de falla del devanado secundario de los TC's en sus terminales.

R_I = Resistencia (C.D.) de la fase del cable de control más largo, en la temperatura ambiente.

P = Es 1 para fallas trifásicas y 2 para fallas de una fase a tierra.

I_f = Corriente de falla primaria calculada en amperes (valor RMS)

El múltiplo 2 usado es el factor de seguridad de 200%

N = Relación de transformación

Para definir el ajuste real es necesario colocar el valor V_r con los valores de máxima corriente externa trifásica y monofásica, usando $P=1$ y $P=2$ respectivamente.

$$V_r = 2 (R_s + R_I)I_{f3(\max)}/N \quad \text{Ec. No.2}$$

$$V_r = 2 (R_s + 2 \times R_I)I_{f1(\max)}/N \quad \text{Ec. No.3}$$

De los dos valores V_r obtenidos, se debe tomar el mayor para ajustar la unidad 87L. Esto es con el objeto de asegurar la no operación del relevador para fallas externas.

CORRIENTE DE FALLA MINIMA PARA LA OPERACIÓN DE LA UNIDAD 87L.

Después de que el ajuste de arranque de la unidad 87L se le establece, para una aplicación, se debe de verificar para determinar la mínima corriente de falla necesaria para que la unidad opere. Si este valor es menor que la mínima corriente interna en el Bus calculada, el valor de arranque (pick-Up) es adecuado para la aplicación. La siguiente expresión puede ser usada para determinar la mínima corriente de falla interna que se requiere para particular de arranque 87L.

$$I_{min} = \sum_x^n (I_{e_x} + I_r + I_1) / N \text{ Ec. No.4}$$

En donde:

I min= Corriente primaria mínima de falla interna para que opere el 87L

n= Numero de circuitos conectados a las barras (L.T., Gen, Transf)

Ie= Corriente secundaria de excitación de un T.C individual a un voltaje igual al valor de arranque (pick-Up) del 87L.

Ir= corriente en la unidad 87L a un voltaje de Op= Vr/2600.

I= corriente en la tirita de la unidad 87L con el voltaje de arranque (ver curva de la Figura 13).

N= Relación de transformación de los TC's

AJUSTE DE LA UNIDAD DE SOBRECORRIENTE 87H

Como se mencionó antes, el objetivo de la unidad 87H es para proveer la operación instantánea para fallas internas grandes. Debe ser ajustado a un valor de arranque más bajo posible, pero fuera del riesgo de operar para fallas externas. El ajuste correcto de la unidad 87L está determinado por la curva que muestra en la Figura 15.

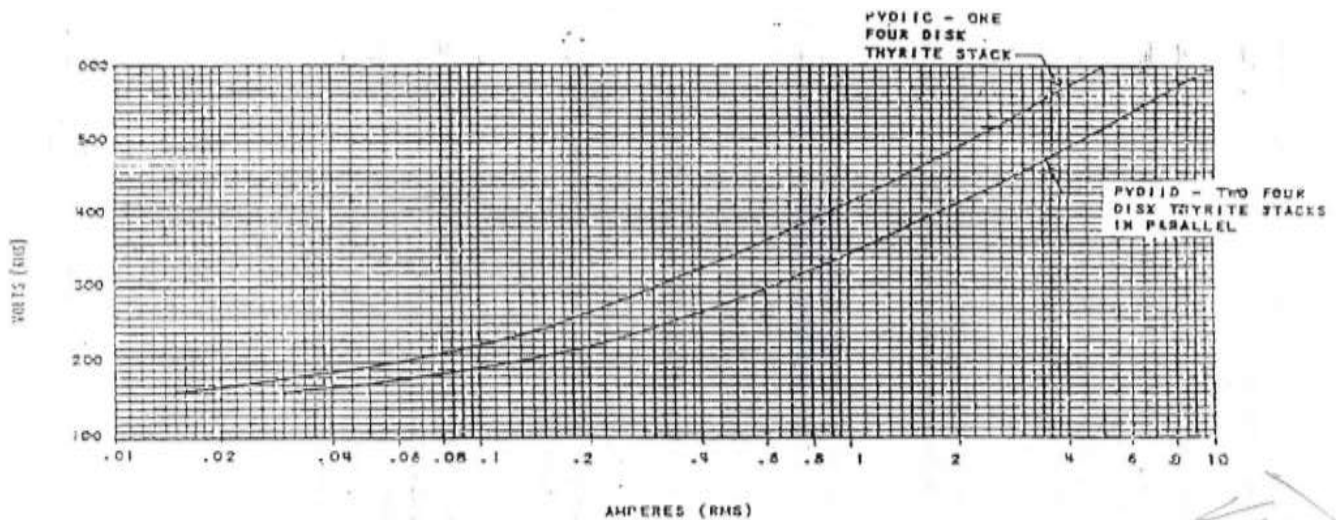


Figura 15. Curva de falla mínima para la operación de la unidad 87L

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

3.5 Esquema diferencial de barras operado con c.d. (MARCA SIEMENS, TIPO RN23)

Este método de protección diferencial para barras colectoras no tiene alguna restricción para aceptar TC's de diferente tipo y relación de transformación, dado que acepta la aplicación de TC's auxiliares.

Este esquema de protección, tiene la particularidad de que las terminales de circuitos secundarios de los TC's principales de cada circuito, se conecta un transformador auxiliar de corriente intermedio de devanados primarios (Transformador convertidor). La conexión a este transformador intermedio se hace entre fase y neutro, con los circuitos secundarios de los TC's principales y hacen de las tres por medio de este transformador convertidor, una corriente auxiliar monofásica, ósea, convierte la corriente trifásica en monofásica.

Por lo tanto la protección diferencial no se realiza polifásicamente sino que se efectúa monofásicamente con las corrientes secundarias auxiliares proporcionales por cada uno de los transformadores de conversión.

Este sistema de protección está provisto de una unidad estabilizadora formada por un T.C. y un circuito rectificador de onda completa (o 2 o 3 puentes rectificadores, de acuerdo con el esquema), que no permite el paso de los errores de transformación, ni por componentes c.d., ni por saturación de TC's por fallas externas. Estos módulos son del tipo RN23 (SIEMENS).

La aplicación de esta unidad hace al relevador diferencial insensible a fallas externas. La señal secundaria de corriente de cada uno de los TC's convertidores llega al primario del T.C., de la unidad estabilizadora y todas ellas se conectan en paralelo con el relevador formando un circuito diferencial (suma vectorial de corrientes C.A.).

La salida de los rectificadores de onda completa de la unidad estabilizadora, proporciona al relevador diferencial una señal de corriente continua estabilizada, proporcional a la suma total de las corrientes primarias de los circuitos asociados a la barra protegida (suma aritmética de las corrientes de C.C.). Esta señal es aplicada al relevador diferencial en la dirección de retención: trayectoria (1, 2, 3, 4,5 del diagrama de la Figura 16).

La señal en la dirección de operación del relevador es proporcionada por la trayectoria A, B, C, D, F Figura 16, cuando existe corriente diferencial "Id" diferente de cero.

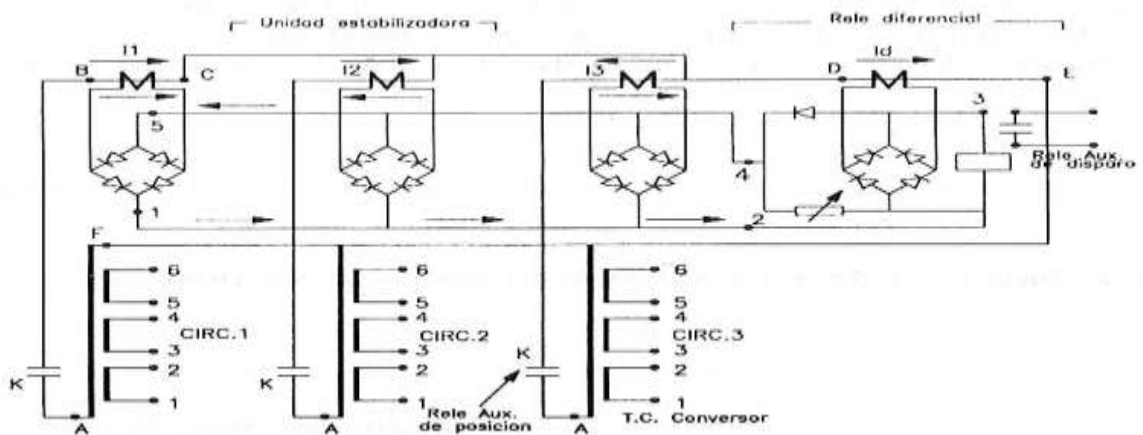


Figura 16. Diagrama esquemático de aplicación.
Fuente: Comisión Federal de Electricidad

3.5.1 Principio de operación

Si el Bus a proteger está en condiciones normales de operación, la suma algebraica de las corrientes secundarias de entrada y salida deberá ser cero por lo tanto, la corriente diferencial que pasa por el relevador será nula. Sin embargo, cuando se presenta una falla dentro de la sección del Bus, la corriente diferencial “Id” es diferente de cero, por efecto del cambio de dirección de algunas corrientes alimentando la falla.

En estas circunstancias circula una corriente de falla por la trayectoria A, B, C, D, E, F, del circuito diferencial del relevador, esta corriente diferencial existe a través del T.C. auxiliar (Bornes D.E.) y el circuito rectificador, al relevador diferencial mandando orden de disparo por sus terminales 6 y 7; a un relevador de reposición manual y contactos múltiples, que dispara todos los interruptores asociados a la barra protegida (86B). El tiempo de operación del relevador diferencial con falla en barras es de 100mseg., aproximadamente 6 y 7 ciclos.

3.5.2 Estabilización

Cuando se presentan corrientes de gran magnitud (fallas externas a la barras), las grandes corrientes secundarias I, puede ocurrir que los TC’s estén operando en su rango de “Sobrecorriente” y sus errores de transformación pueden ser muy grandes. El relevador de protección, por lo tanto, deberá ser estabilizado, para prevenir un disparo incorrecto bajo tales condiciones. La cantidad estabilizadora es la suma aritmética de todos los alimentadores (Las corrientes de los alimentadores son primeramente rectificadas y luego sumadas).

Esta suma aritmética de las corrientes es multiplicada por un factor de estabilización “K” y la cantidad de K (I) es alimentada a la conexión de las corrientes de los alimentadores. La trayectoria diferencial de este puente contiene un relevador de bobina móvil polarizado, el cual, recibe la diferencia de corrientes.

$$Id = |\sum I| - K(\sum |I|) = (A - S), \text{ Ec. No. 5}$$

El factor de estabilización “K” puede ser ajustado por el relevador RN23. En el caso de una falla interna, todas las corrientes de los alimentadores fluyen hacia las barras, la suma vectorial es igual a la suma aritmética $I=I$, es decir, en las características de disparo todos los puntos de falla deben de estar en la línea recta con una pendiente a 45° , esta línea está referida como la característica de falla.

$$I_d = |\sum I| - K(\sum |I|) = (A - S) > 0, \text{ Ec. No. 6}$$

Sin embargo, con falla externas, la corriente de disparo I_d es casi cero, ya que $A = I$ sea opuesta a la corriente de estabilización $S = K(I)$.

La corriente resultante I_d a través de la bobina del relevador diferencial mantiene en posición de bloqueo los contactos del relevador.

$$I_d = |\sum I| - K(\sum |I|) = (A - S) < 0, \text{ Ec. No. 7}$$

La posibilidad del relevador puede ser ajustada entre $1.0 I_n^4$ y $2.0 I_n$ por medio de estos dos parámetros: sensibilidad y factor de estabilidad, el esquema de protección 87B puede ser ajustado a los datos del sistema de una manera óptima.

3.5.3 Relevador diferencial

El módulo RN23 incorpora un puente de C.D., con un relevador de bobina móvil conectado a través del puente. El valor de arranque de este relevador diferencial, para fallas trifásicas puede ser ajustado de 1 a 25 veces la corriente nominal. La suma vectorial I es alimentada en la entrada de C.C. (Terminales 1 y 2 del RN23). El T.C. intermedio, cuyo primario está conectado a las terminales de 1 y 2, sirve para propósito de enlace.

⁴ Corriente nominal

El devanado secundario se le puede ajustar el factor de estabilización “K”, este es obtenido de 4 plugs, en la parte frontal del relevador: $K = 0.5, 0.6, 0.7 \text{ y } 0.85$.

El circuito del puente rectificador de onda completa forma el valor escalar de la suma vectorial de las corrientes de los alimentadores, para su comparación con la suma aritmética de las corrientes de los mismos (Las terminales 3 y 4). El lado del C.D., comprende las resistencias de balance y un diodo, el cual es introducido al circuito del lado estabilizador como una resistencia dependiente del voltaje.

Esto reduce el efecto de adición de corrientes en la región de bajos valores de corrientes para las curvas características de arranque aseguren una alta sensibilidad del sistema de protección en la región de corriente nominal. El contacto N.A (Normalmente abierto) del RN23 puede operar un relevador auxiliar (86B), de esta forma, la señal de control de disparo puede multiplicarse para que un contacto sea confiable para cada interruptor de la barra protegida.

3.5.4 Conexiones

Como en grandes subestaciones, casi siempre existen varios sistemas de barras colectoras y estas, también pueden funcionar separadamente. La protección debe construirse de manera que no impida la continuidad del servicio. La Figura 17 muestra la disposición del principio. Para cada sistema de barras colectoras se prevé un relevador diferencial. En el esquema de la Figura 17. Se representan tres sistemas de barras colectoras que designan con SBI, SBII, SBIII. Los relevadores Rn23 representan a los propios de cada sistema.

Las líneas o diferentes alimentadores se designan en la figura con A, B y C; pudiendo ser su número tan elevado como se quiera. Las líneas de los TC's de estas alimentaciones se llevan, respectivamente al transformador intermedio de 3 devanados que se han presentado junto A, B y C, las corrientes de estos TC's de conversión (RN24, los cuales convierten las corrientes trifásicas en monofásicas),

circulan a través del módulo de estabilización, cuyo número debe ser igual al de las líneas (Gen, Transf., etc.). El transformador de conversión 2:1:3 y aparatos de estabilización se montan en una caja RN24.

Cuando no todas las LT's, Generadores, Transformadores, etc., de que se compone la instalación, tienen TC's de diferente relación de transformación, existe la necesidad de emplear TC's auxiliares de ajuste (3 TC's auxiliares por circuito, uno por fase).

El módulo RN24 puede ser corriente nominal de 5 o 1 amp., de acuerdo a las especificaciones del pedido. Un transformador intermedio, con la relación espiras primarias 2:1:3 forma de las tres corrientes de fase una corriente monofásica.

Para que el relevador diferencial no opere incorrectamente para fallas externas por las corrientes de compensación e inexactitud de los TC's se prevé un estabilizador. Este es un pequeño transformador intermedio con rectificador, que proporciona al relevador diferencial una C.C., de estabilización proporcional a la corriente del circuito.

La propia conexión interior del RN23 muestra que la corriente secundaria del transformador intermedio, después de la rectificación del "puente", circula en la dirección de disparo por el relevador de bobina móvil. La corriente secundaria de la parte de estabilización rectifica en su propio modulo estabilizador y se lleva, en la dirección de bloqueo, al relevador de bobina móvil (RN23). La reacción se efectúa, por la diferencia entre: corriente de disparo (Suma Vectorial) corriente de bloqueo (Suma Aritmética).

3.5.5 Esquema de barras múltiples

La protección (RN23) no precisa una tensión auxiliar exterior, el relevador interno se acciona directamente por la corriente de diferencia (Id).

Cuando en una subestación, los diferentes circuitos se conectan a uno de los sistemas de barras colectoras, entonces, las corrientes de los transformadores de conversión se conectan respectivamente al esquema diferencial correspondiente (un problema por juego de barras), por medio de los contactos de los relevadores auxiliares, operados por las respectivas cuchillas seccionadoras.

Si por ejemplo, todos los circuitos se conectan a las barras "I" todos los relevadores auxiliares "I", operados por sus respectivas cuchillas deben cerrar sus contactos, dando continuidad a la salida de corriente al transformador convertidor (2:1:3) hacia el esquema de barras 1 (Figura 17). Los relevadores auxiliares actúan también sobre los circuitos de disparo, en este caso, el esquema de barra 1, queda habilitado para poder disparar sobre todos los interruptores de barras I (Figura 17).

Con este sistema, cualquier circuito puede conectarse al juego de barras que se requiera, ya que existe un relevador auxiliar por cuchillas de barras, el cual, realiza la transferencia de corrientes al esquema diferencial correspondiente y a la vez, transfiere salidas de disparo de los relevadores 86B a los interruptores correspondientes.

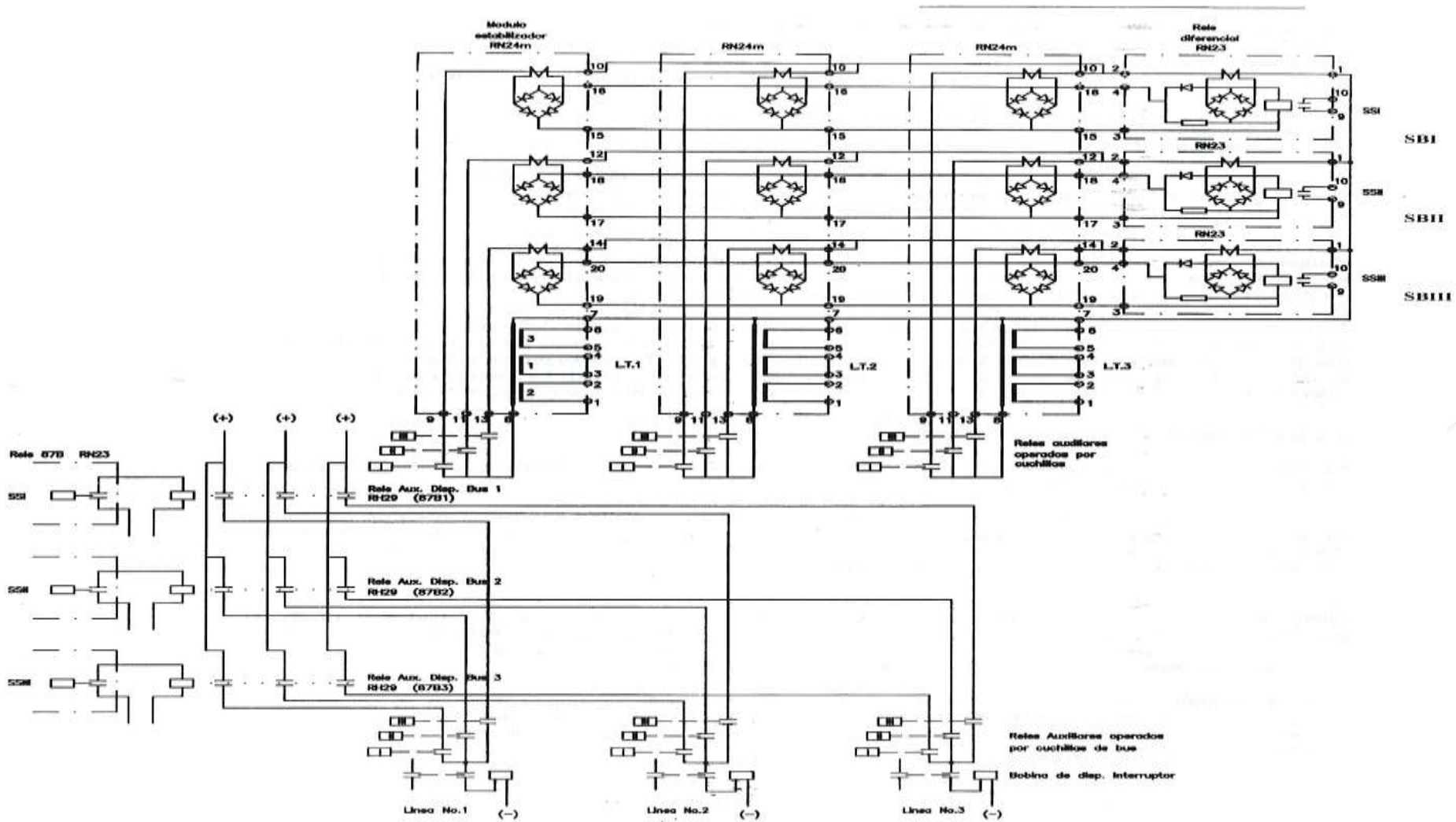


Figura 17. Esquema de protección diferencial para sistema de tres barras
Fuente: Comisión Federal de Electricidad

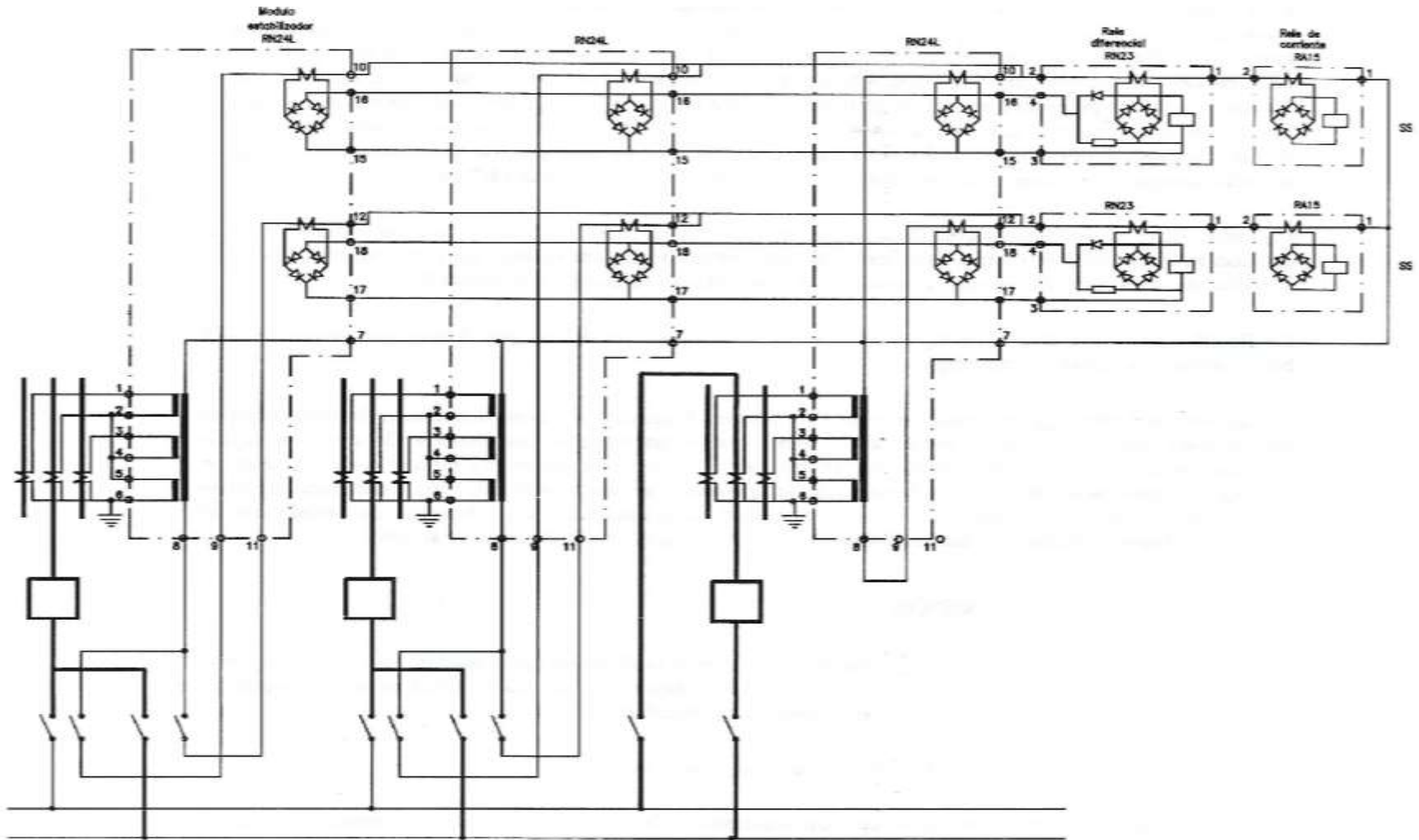


Figura 18. Esquema diferencial para dos barras con interruptor de amarre/transferencia.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

3.5.6 Alarma y bloqueo de disparo por fallas en el alambrado

Para evitar el riesgo que representan las fallas, en los conductores de los TC's (Primarios y Auxiliares) del esquema de protección de barras colectoras, se recomienda otra medida de seguridad. La protección de barras se realiza de tal manera que solo reacciona en el caso de verdaderas fallas de corto circuito. Para ello, en los conductores del relevador diferencial (RN23) se conecta un relevador sensible que reacciona con una pequeña fracción de corriente nominal (de carga).

Si por descuido o por alguna razón, se interrumpe una conexión de los circuitos de corriente de TC's o se cortocircuita inadvertidamente, después de unos segundos, opera el relevador de alarma-, pudiendo por lo tanto ponerse automáticamente fuera de servicio (bloqueo) la protección diferencial. Este relevador se presenta en la Figura 19.

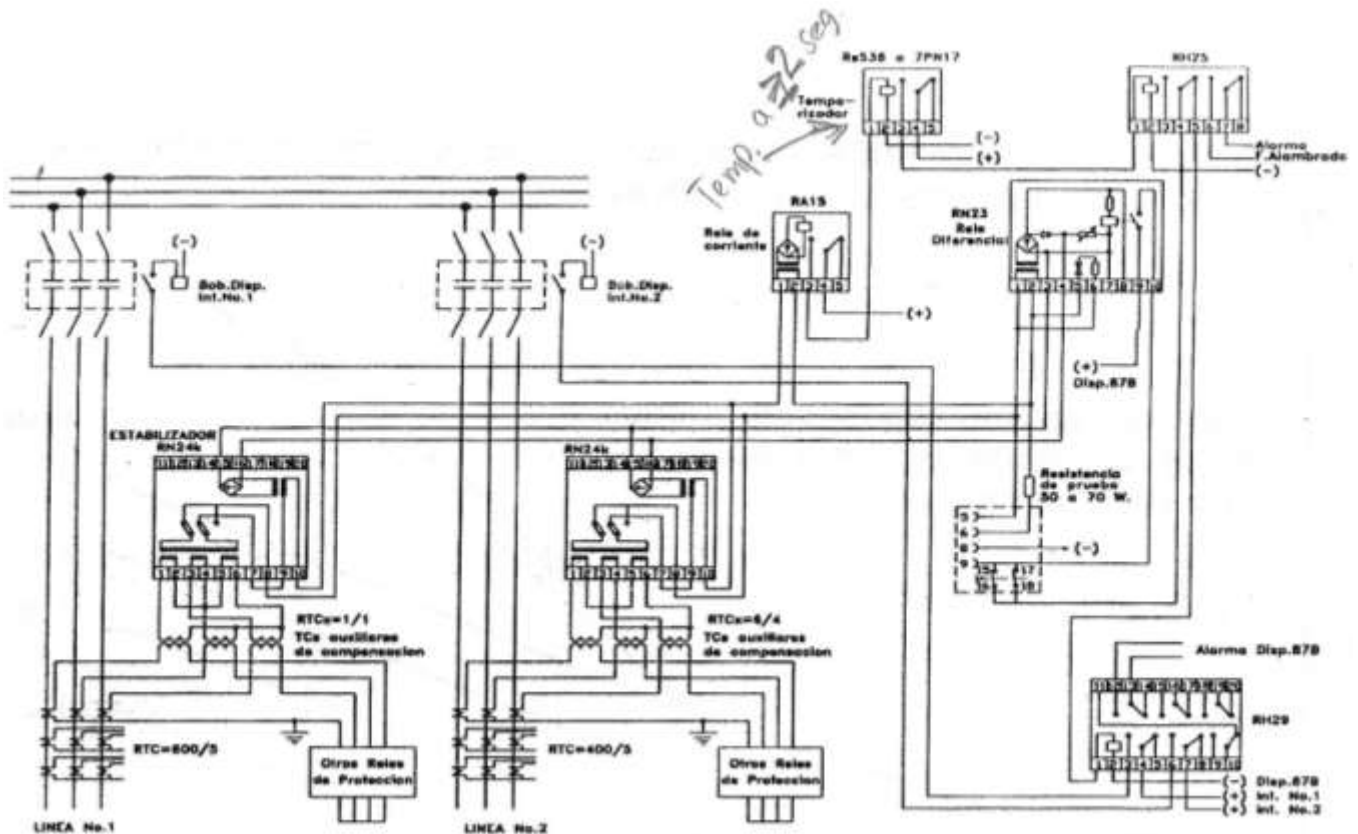


Figura 19. Conexión completa de la protección de barras RN23 RN24

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

La supervisión automática es efectuada por la unidad monitor RA15, la cual forma parte del sistema de protección diferencial de barras. Esta unidad suplemento incorpora un relevador de corriente, el cual es introducido al circuito diferencial en serie con el devanado del relevador diferencial RN23.

La Figura 20 muestra los diferentes tipos de módulos estabilizadores RN24 para barras sencillas (RN24K), barras dobles (RN24I) y barras triples (RN24m).

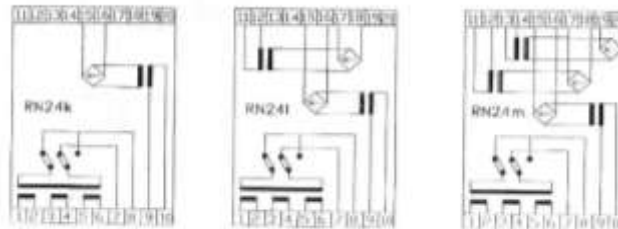


Figura 20. Módulo de estabilización RN24 para sistemas de barras colectoras sencilla, doble o triple.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

La corriente del relevador es ajustable entre 10 y 50 mA. Cualquier corriente diferencial fluyendo a través del circuito diferencial, como resultado de haber puesto un cortocircuito inadvertido o haber dejado abiertas las líneas piloto, provocaría que el relevador de corriente opere tan rápido como el valor de arranque ajustado sea rebasado.

El elemento de tiempo integrado ahí mismo (RS 536), es entonces operado con retraso de 6 segundos. Después de que este tiempo ha transcurrido, este elemento de tiempo abre el circuito de disparo (bloquea) e indica la alarma.” Sistema de protección de Barras Fallado).

3.5.7 Ajuste de protección

El ajuste de la protección diferencial de barras colectoras se realiza con aproximadamente 1.5 a 2 veces el valor de la corriente nominal del circuito y alimentador mayor. El relevador RN23 se ajusta según las relaciones de transformación de los TC's principales e intermedios (de 1.5 a 1 In).

La Figura 21 muestra las características de reacción del relevador RN23. El relevador de control RA15 se ajusta aproximadamente a 50 a 80% del valor de la corriente nominal del circuito que sea más pequeño (en carga), es decir, unos a 50mA, en el secundario. El relevador de tiempo Rs 536 se ajusta a unos 2 segundos.

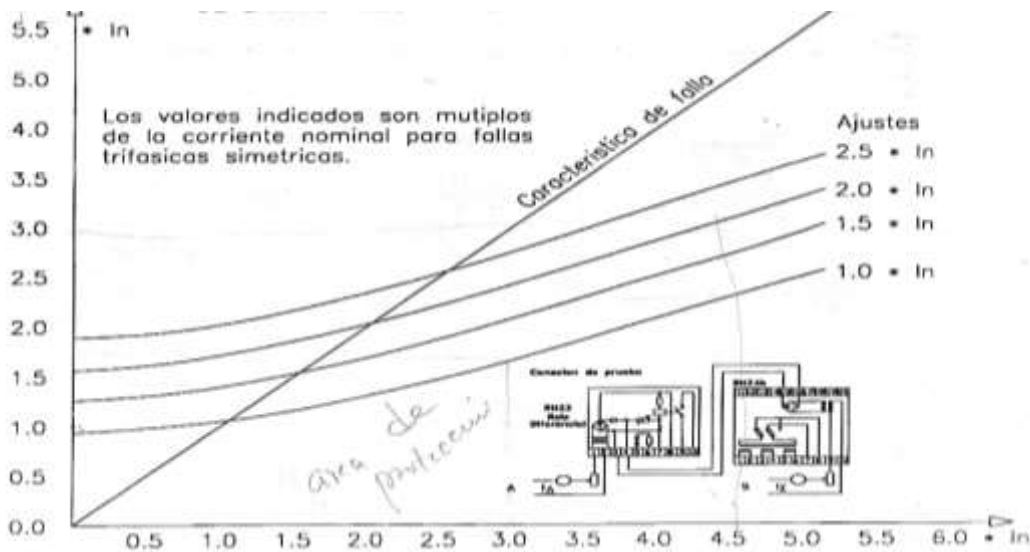


Figura 21. Características de reacción de la protección diferencial de barras RN23 RN24.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

3.6 Esquema diferencial de barras estáticas operado por voltaje (MARCA. ABB, TIPO 7SS13)

Este relevador basa su principio de medición de corriente diferencial con restricción al utilizado en el relevador de la misma marca tipo RN23.

Este procedimiento de medición comprobado y utilizado hasta entonces fue perfeccionado y completado con elementos de medición electrónicos. De esta manera se creó un sistema de medición que tomando la máxima información de las corriente conectadas a la protección, la aplica mejor, de modo tal que al ocurrir una falla dentro de la zona protegida, emite orden disparo dentro de un semiciclo.

Por otra parte ofrece mayor seguridad contra arranques indebidos por fallas exteriores aún bajo las condiciones de operación difíciles. El circuito de medición de la protección de barra 7SS13 tiene las siguientes características:

- Principio básico: supervisión de la sumatoria de las corrientes actuando como fuerza de disparo.
- Medidas para contrarrestar la saturación de los transformadores:
- Estabilización (contra grandes corrientes de paso)
- Evaluación separada de ambos semiciclos (especialmente activo en contra de la componente de corriente continua).

3.6.1 Medida para acelerar la velocidad de la determinación del disparo

Evaluación separada de las corrientes durante los primeros milisegundos después de producida la falla (anticipándose a la saturación de los transformadores).

3.6.2 Esquema de circuito básico, supervisión

El circuito de medición de la protección requiere la reproducción constante del estado de conexión de todos los circuitos de la barras.

Al realizarse maniobras, las conmutaciones de mediciones se realizan con las superposiciones temporales o con la pausa necesaria. Por ejemplo las corrientes de los transformadores de corrientes reducidos a niveles fácilmente operables siempre se

conmutan sin interrupción. Para evitar que con la pérdida de alguna tensión auxiliar se reproduzcan erróneamente los estados de conexión. La protección cuenta con unidades de memoria (relés flip flop).

Si debido por ejemplo a un contacto auxiliar defectuoso de un cuchilla o la desconexión del secundario de un transformador de corriente, el estado de conexión del circuito de medición de la protección no coincide más con el de la planta, entonces el elemento que supervisa el balance de todas las corrientes de carga de las salidas de la barra en cuestión detecta alteración. Transcurrido un tiempo breve la protección sale de servicio y señala el estado de daño.

Este elemento de supervisión evita que por razón de este defecto pueda producirse indebidamente un corto circuito exterior. Con el circuito simplificado de la Figura 22, puede obtenerse una rápida de la suma de las corrientes de una fase de todas las salidas bajo la condición de que todos los transformadores tengan la misma relación de transformación.

Mayormente estas relaciones difieren entre las distintas líneas de una subestación debido a que cada uno de los circuitos tiene corrientes nominales muy diferentes y requieren en consecuencia transformadores apropiados para cada caso. Para obtener la necesaria relación de transformación uniforme para la protección de barra, se interconectan transformadores adaptadores y se ajusta de tal manera que un conjunto con los transformadores principales de cada salida determinan la misma relación de transformación para cada circuito.

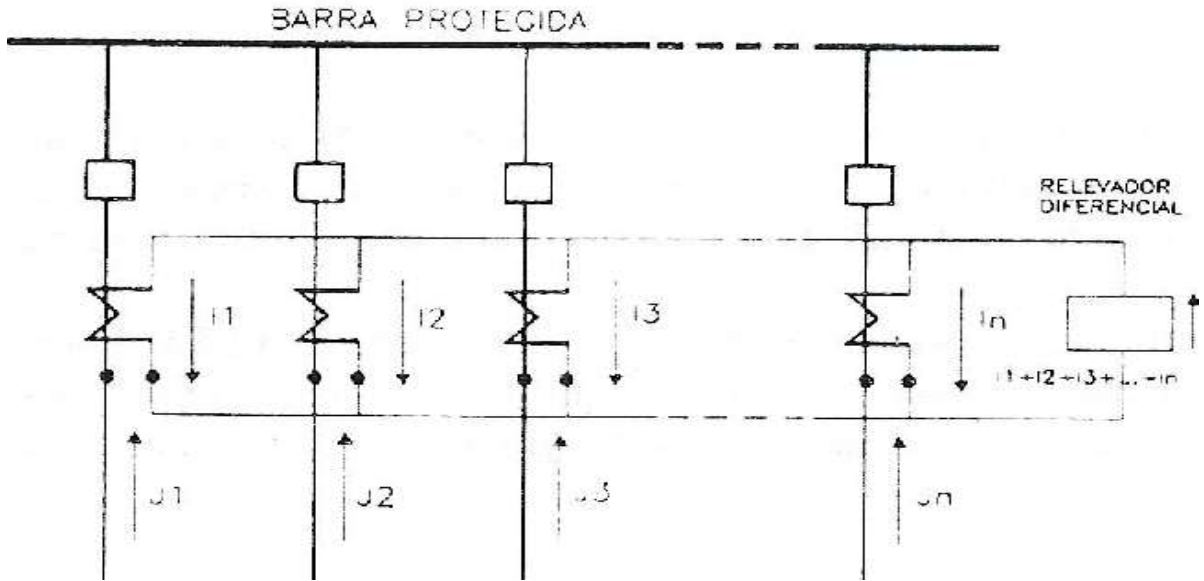


Figura 22.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

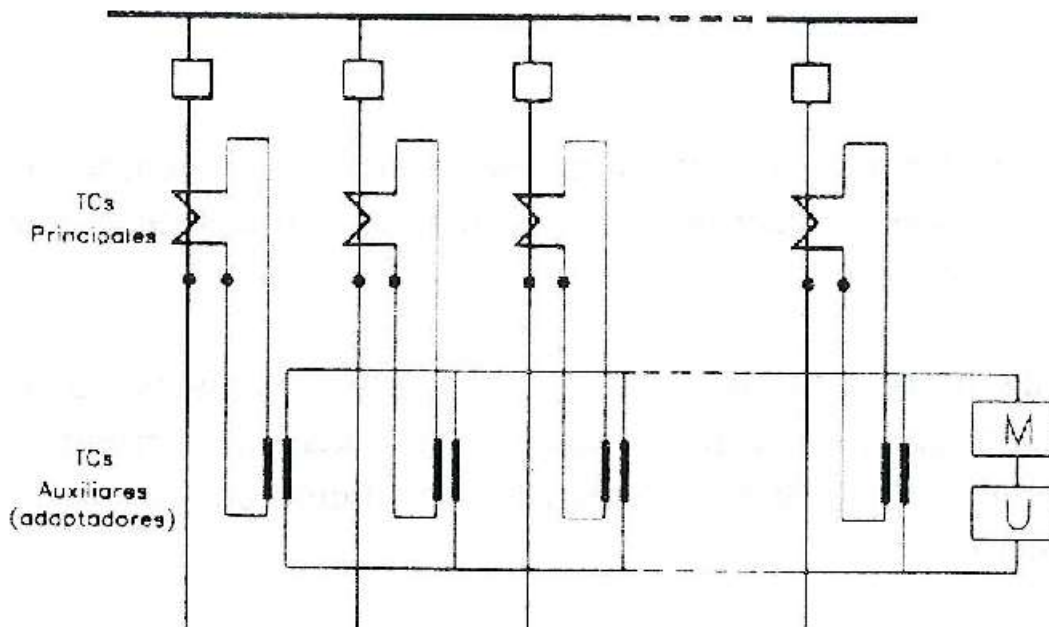


Figura 23. Protección monofásica diferencial de barra con supervisión y transformadores adaptadores para la compensación de los transformadores de corriente con la relación de transformación desigual.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

En el circuito sumador están conectados en serie, el elemento de medición M que con fallas en barra origina la orden de disparo y el elemento de supervisión U que tiene la función de supervisión, verificando el estado de los circuitos de entrada de la protección. Este último elemento está ajustado a una corriente de arranque mucho menor que la del elemento de disparo M ajustado para actuar con corrientes de cortocircuito.

El elemento de supervisión ya arranca cuando en presencia de corrientes de cargas normales en el circuito sumador se establece una corriente superior a la ajustada previamente.

Cuando se realizan cambios de conexión en una salida (p. ejemplo. Cambio de RTC de un transformador de corrientes) sin el correspondiente reajuste en el cortocircuito de entrada de la protección, entonces al entrar la línea en servicio nuevamente, aquella omisión traerá como consecuencia una corriente en el circuito sumador que no es debida a la inevitable tolerancias de los transformadores sino a un error de conexión no permitido en el circuito de entrada de la protección.

Si bajo estas condiciones se produce justamente sobre la línea señalada una falla fuera de la zona protegida, la corriente de cortocircuito que atraviesa al transformador origina una corriente de desequilibrio relativamente grande en el circuito diferencial.

Si no se dispone alguna acción en contra, el elemento de disparo M originara una orden de disparo errónea sobre toda la barra, justo en un momento crítico para la red ya que después de la necesaria separación de la línea en falla las salidas no afectadas resultan de vital importancia la continuidad del servicio.

Ello se evita mediante el elemento de supervisión U mostrada en la Figura 23 este detector ya arranca con la corriente diferencial originada con corriente de carga. Transcurrido un tiempo de espera establecido, necesario para la detección de

cortocircuitos, este elemento da señal de alarma y bloquea simultáneamente a la lógica de disparo.

De esta forma el elemento de supervisión evita disparos de barra con fallas exteriores aun cuando debido a un error de conexión en el circuito de entrada se dan todas las condiciones necesarias para producir un disparo. La señal de alarma dada por el elemento de supervisión llama la atención sobre la presencia del error de conexión en el circuito de entrada.

3.6.3 Estabilización

Es función de estabilización limitar la distorsión en la medición debido a la desigual aptitud de transformación de los transformadores de corriente de las distintas salidas de la barra, a un valor tal que la protección no produzca disparos erróneos.

En la protección diferencial de barra convencional con elementos estáticos, la estabilización se produce mediante la acción de la resultante de la suma de los módulos de toda la corriente. Esta resultante al igual que la de la suma vectorial también actúa sobre el elemento de medición pero en vez de hacerlo con sentido de disparo lo hace con efecto opuesto.

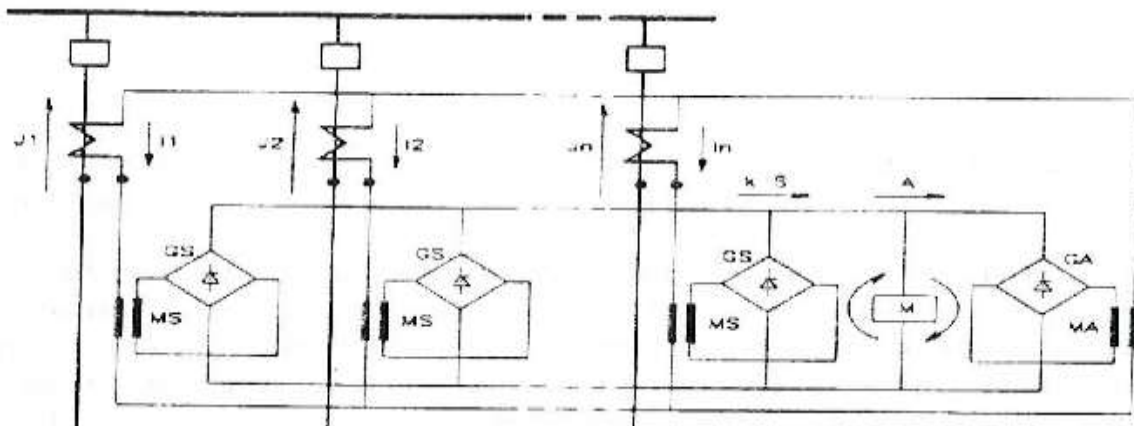


Figura 24. Protección diferencial convencional estabilizada para una barra con n salidas.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

La resultante de la suma vectorial de las corrientes $A = /J1 + J2 + \dots + Jn/$ actúan con sentido de disparo. A la misma se opone con sentido de estabilización la resultante de la suma de los módulos de las corrientes $S = / J1/+/J2/+ \dots +/Jn/$ afectada de un factor K (Figura 24).

Este puente de medición se modificó algo en la protección electrónica de barra, con el circuito de medición mostrado en la Figura 25. La protección electrónica 7SS13 determina el cumplimiento de uno de los criterios necesarios para producir disparo con falla dentro de la zona protegida.

Para aclarar el circuito de la Figura 25. Se consideran las condiciones correspondientes a un instante determinado. Por la n salida de la barra circulan las corrientes $J1 J2 \dots Jn$. Su sentido se considera positivo cuando circulan hacia la barra. Las corrientes secundarias $I1, I2 \dots In$ resulta proporcionales a las primarias correspondientes.

Cada una de las corrientes secundarias circulan por el primario del correspondiente transformador MS y la resultante de la suma de las mismas lo hace a través del primario del transformador MA. Del lado secundario cada transformador MS alimenta un rectificador GS y el del transformador MA al rectificador GA. Cada puente de rectificación consta de cuatro diodos y produce una rectificación de onda completa.

Las corrientes de los rectificadores GS actúan con función de estabilización mientras que la de la rectificador GA actúa con sentido de disparo. Como los transformadores MS y MA actúan con transformadores de corriente. La resistencia directa de los diodos no afecta el resultado de la medición.

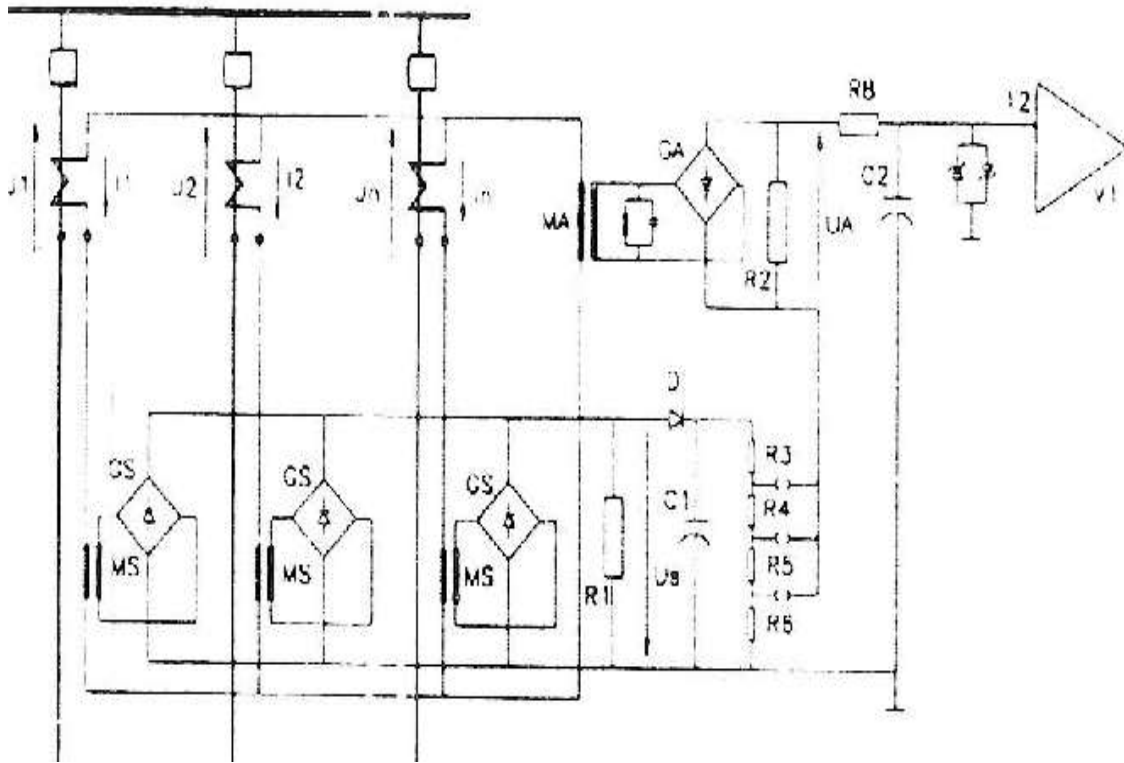


Figura 25. Circuito de comparación diferencial de la protección electrónica de barra 7S13 con factor de estabilización K ajustable.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

Independientemente de la dirección de circulación instantánea de cada una de las corrientes primarias, la corriente de salida de los rectificadores siempre tiene la misma dirección.

Mientras que la corriente del rectificador GA circula por la resistencia R2 establecido sobre la misma una tensión UA proporcional a la magnitud de disparo A. por la resistencia R1 circula la resultante de la sumatoria de las corrientes de todos los rectificadores GS determinando una tensión US proporcional a la magnitud de estabilización. La relación de ambas tensiones determina el resultado de la medición del puente.

Cuando la tensión de estabilización US va en aumento carga al capacitor C1 a través del diodo D1. La tensión del capacitor sigue a US sin retardo durante el periodo

ascendente. Por el contrario cuando US cae por debajo de la tensión del capacitor, el diodo D impide su descarga a través de R1. La disminución de la tensión sobre el capacitor C1 es determinada por la cadena de resistencias R3-R4-R5-R6 siendo la constante de tiempo de este elemento R-C 100 ms.

Las tomas de la cadena de resistencias permiten la selección de tres tensiones parciales y con ello el ajuste del factor de estabilización.

En paralelo a la entrada del rectificador GA hay un circuito oscilante sintonizado a la frecuencia de servicio de la red (60 Hz), por ello resulta que solo a la componente fundamental de la corriente A tiene función de disparo ya que las componentes superiores producidas durante la saturación de los transformadores de corriente se derivan por el circuito paralelo. A la salida de GA está conectada a la resistencia R2. Sobre la misma corriente con función de disparo A luego de ser rectificadas, reduce la tensión proporcional UA.

A la tensión parcial de US elegida, cuyo máximo valor disminuye con una constante de tiempo de 100 ms se agrega en opción la tensión UA que varía al mismo tiempo que la señal de entrada. La tensión resultante $UB = UA - K \cdot US$ pasan por la resistencia R8 y se amplifica en V1, junto con el capacitor C2 la resistencia R8 protege al amplificador de picos de sobretensión. Una protección adicional la producen dos diodos con Zener conectados en paralelo con polaridad opuesta.

En condiciones de servicio normal existe una tensión de estabilización US proporcional a la corriente de pasaje de la barra y como máximo una pequeña tensión UA con sentido de disparo, originada por errores de transformación, por ello mientras no produzcan fallas en la zona supervisada por la protección, la tensión de entrada $UB = UA - K \cdot US$ sobre el amplificador V1 será negativa.

El circuito electrónico comandado por V1 dará señal “falla interna” cuando UB se hace positivo. De esta manera se cumple con una de las condiciones necesarias para la salida de la orden de disparo.

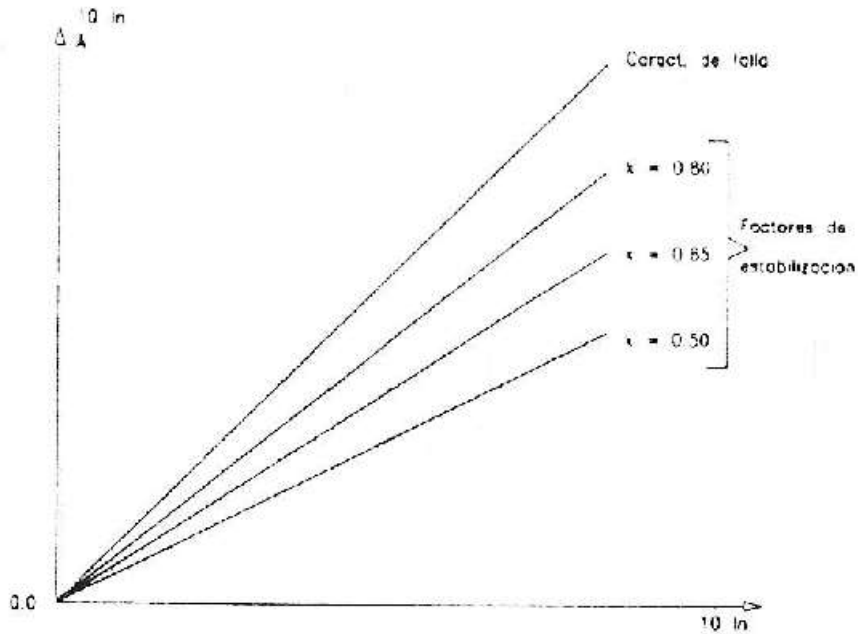


Figura 26. Diagrama del circuito de medición diferencial.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

En la Figura 26, se muestra las características de disparo obtenida con el circuito de medición de la protección diferencial estabilizada, sobre el eje horizontal se representa la suma S de los módulos de todas las corrientes que circulan por la barra y sobre el eje vertical su suma vectorial A. para ambos ejes se tomó como unidad a la corriente nominal representando en la misma escala. Cuando todas las corrientes de aportación a una falla sobre barra tiene la misma posición vertical, resulta $A=S$ y la línea características de falla tiene una inclinación de 45° en el diagrama. Corrientes con posiciones vectoriales diferentes determinan una disminución prácticamente de este Angulo.

Dado que con servicio normal resulta aproximadamente $A=0$ para esa condición puede considerarse eje S como característica de operación. A los tres factores de

estabilización $K= 0.50, 0.65, 0.80$ corresponden características con pendientes diferentes. El circuito de medición determina si el punto representativo de las corrientes está ubicado por debajo o por encima de las líneas características ajustadas. Estando por encima decide por la autorización de la orden de disparo.

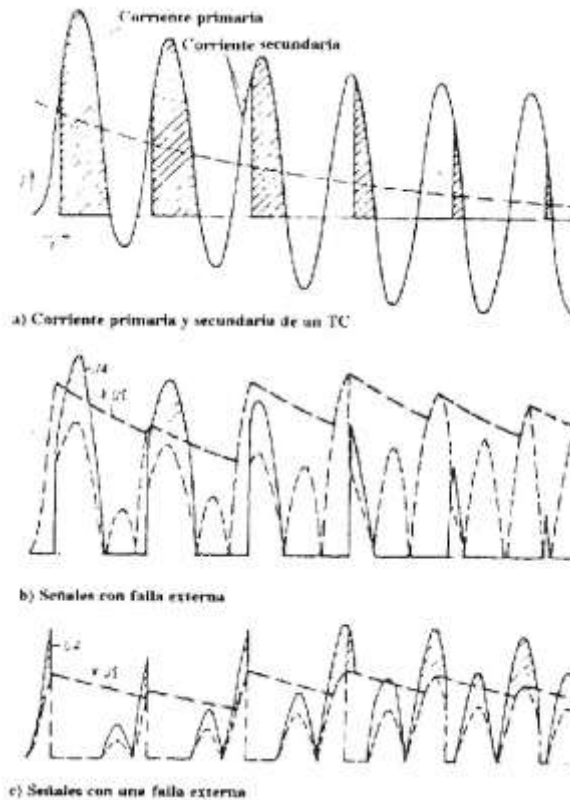


Figura 27. Corrientes y valores de medición con corrientes de cortocircuito con máxima asimetría inicial: Constante de tiempo de la componente continua = 60ms.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

3.6.4 Evaluación separada de los semiciclos

Al producirse un cortocircuito por lo general la corriente inicial no resulta simétrica al eje de las abscisas sino que los valores máximos de ambos signos se diferencian más o menos entre si según el momento de iniciación de falla dentro del periodo. La corriente de cortocircuito tiene una componente continua que decae según la función exponencial $e^{-\frac{t}{\tau}}$. La constante de tiempo depende de la impedancia de la red.

En redes de alta tensión son frecuentes valores de alrededor de 60 ms y en la cercanía de grandes grupos pueden alcanzar 100 ms o más. Estas componentes continuas dificultan decididamente la función de los transformadores de corriente ya que saturan su núcleo.

En la protección electrónica diferencial de barra 7SS13 se aprovecha ambas características para la diferenciación entre las fallas internas y externas. Estas características contienen informaciones valiosas justamente cuando debido a corrientes de cortocircuito con componentes de c.d. pronunciadas se saturan los transformadores de corriente pudiendo originarse condiciones de operación muy difíciles para la protección.

Las dos características de diferenciación mencionadas se logra que la protección electrónica diferencial de barra 7SS13 mantengan inclusive bajo las condiciones más severas las siguientes propiedades:

- Gran estabilidad contra perturbaciones producidas por saturación de transformadores de corriente.
- Tiempo de disparo mínimo con cortocircuitos interiores.
- Desempeño correcto con cambios de fallas.
- Puesta en servicio y determinación de los valores de ajuste relativamente sencilla.

3.6.5 Circuito de autoprueba

Para verificar las condiciones de funcionamiento de la protección puede contar con un equipo de prueba automático. Su aplicación resulta especialmente útil con protecciones de instalaciones mayores. El equipo de prueba es parte integrante de la protección. Se puede arrancar localmente o a distancia ya sea a voluntad o mediante

un temporizador que lo pone en marcha periódicamente. La prueba abarca desde el circuito de medición de las corrientes de comparación hasta el circuito de disparo.

Ello incluye sucesivamente todo el proceso de medición hasta la orden de disparo de cada una de las salidas. Los circuitos de disparo propiamente dichos de verificar a continuidad pero no se produce orden de disparo. Cuando el equipo de prueba detecta una falla, además de señalar la salida correspondiente indica el tipo de perturbación producido.

3.6.6 Puesta en servicio.

Tarjeta del relevador diferencial 87B

1. 7TM2110/DD Modulo estabilizador
2. 7TM2211/DD Modulo adaptador de entrada
3. 7TD1021/EE Modulo diferencial
4. 7TD1211/BB Modulo de medición rápida
5. 7TJ1911/BB Modulo detector de corriente (arranque y supervisión)
6. 7TT1040-1/DD Modulo temporizador (supervisión)
7. 7TS1702-2/FH Modulo de señalización (banderas, disparo, arranque y supervisión)

3.6.7 Tarjetas auxiliares

1. 7TR3502-4/CC Relevadores de alarmas (disparo, arranque y supervisión)
2. 7TN4022-3/GH Fuente de alimentación CD/CD
3. 4AM5120-4DA TC's auxiliares de compensación de relación y mezcladores (3 fases a 1 fase)

La regla para seleccionar el No. De vueltas para las fases A, C y N es de mantener la relación 2:1:3, o sea, se deben mantener la proporción de vueltas en las tres bobinas de corrientes primaria del TC. Del número total de vueltas, debe corresponder,

2/6 de las vueltas totales para la fase A

1/6 de las vueltas totales para la fase C

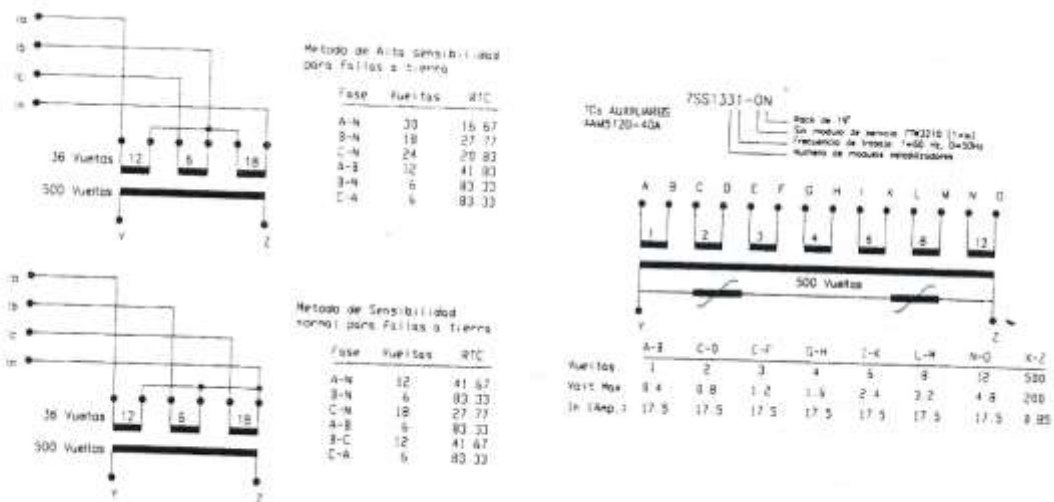
3/6 de las vueltas totales para el Neutro

De manera que el número total de vueltas debe ser múltiplo de 6 para obtener números enteros de las vueltas el número de vuelta totales posibles son: 36, 30, 24, 18, 12, 6. El número total de vueltas, sumando las vueltas de las tres bobinas se puede utilizar para calcular la relación de transformación de cada TC auxiliar.

Valores de cortocircuito en el bus de CPP

Generación	1Φ	2Φ	2ΦN	3Φ
Máxima	3,581	3,548	4,005	4,007
Mínima	3,408	3,311	3,536	3,822

RTC = 800/5 (todos los circuitos)

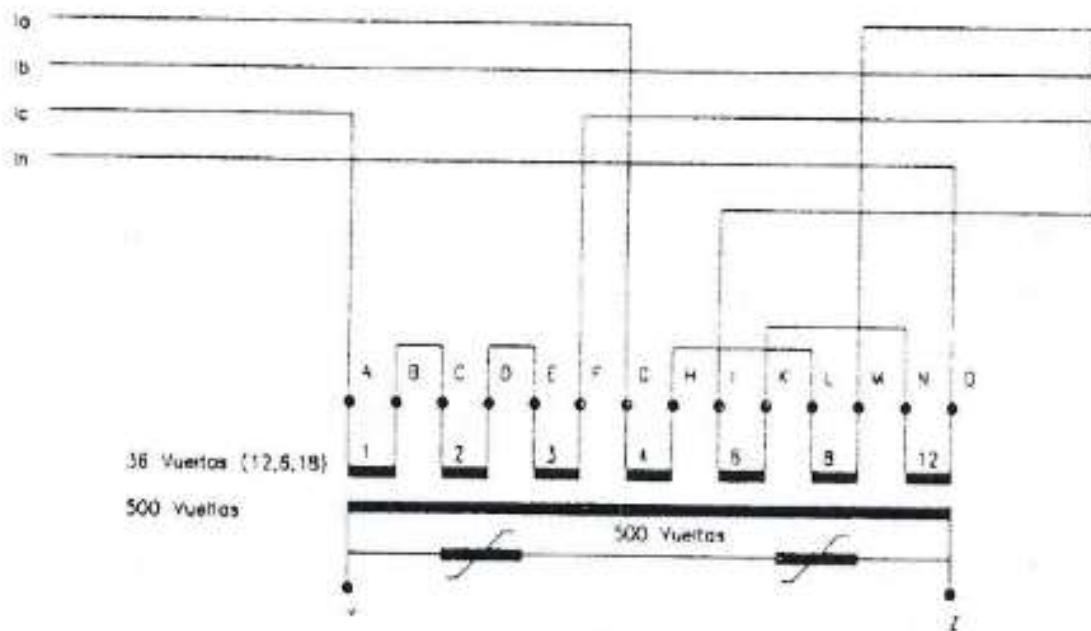


Relaciones de TC's máximas, las cuales dan menos sensibilidad, para obtener menos corriente secundaria para algunas fallas. En la comparación de los dos métodos podemos observar que el primero es más sensible, ya que para cada tipo de falla, se obtienen relaciones menores y más aproximadas entre sí, los TC's auxiliares para cada tipo de falla.

Seleccionamos la RTC menor para disponer de mayor sensibilidad posible ante fallas en condiciones de baja aportación.

Diagrama de conexión para 36 vueltas

Relación: 12, 6, 18



$$\Phi A = 2/6 \text{ No. Vueltas totales} = 2/6 * 36 = 12$$

$$\Phi C = 1/6 \text{ No. Vueltas totales} = 1/6 * 36 = 6$$

$$N = 3/6 \text{ No. Vueltas totales} = 3/6 * 36 = 18$$

$$12 \text{ vueltas } A = 4 + 8 = 12$$

$$6 \text{ vueltas } C = 1 + 2 + 3 = 6$$

18 vueltas $N = 6 + 12 = 12$

3.6.8 Ajuste del elemento de arranque

El elemento de arranque se aplica en la tarjeta 7TJ1911, se ajusta al valor mínimo de corriente de falla. El valor mínimo corresponde a 108 mA para fallas entre fases B-C y C-A, el ajuste del relevador se determina por J/J_n , en donde:

$J =$ corriente mínima de falla = 108 mA

$J_n =$ corriente nominal del relevador = 100mA

El ajuste mínimo es de $J/J_n = 108/100 = 1.08$, el ajuste mínimo del arranque es 1, correspondiente a: 100mA, por lo que el relevador alcanzara operar para condiciones de falla mínima.

3.6.9 Ajuste del elemento de supervisión

El valor de la corriente de supervisión se aplica en el mismo módulo 7TJ1911. Se ajustó al mínimo posible $J/J_n = 0.05$, correspondiendo a un valor de corriente de $J = 0.05 * 100 = 5$ mA. Esto es por estar aplicando RTC principales bastante grandes, por la carga normal que llevaran las LT's.

El fabricante recomienda un ajuste de supervisión $J/J_n = 0.1$, con un valor de operación de $J = 0.1 * 100 = 10$ mA. Este ajuste depende de la sensibilidad que se te pretenda el sistema de monitoreo de los circuitos de corrientes por algún problema que pudiera presentarse en los mismos (falsos contactos, secundarios de TC's cortocircuitados, faseos erróneos).

Es conveniente medir esta corriente cuando se tenga la carga en las LT's y transformador con el objeto de asegurar la no operación del elemento de supervisión

en condiciones de carga máxima, ya que la corriente diferencial normal, aun siendo pequeña, por error de precisión de los TC's, pueden aumentar al incrementarse la carga. De manera que debemos asegurar que la protección diferencial no se bloquee por condiciones de carga máxima.

Así mismo el elemento de supervisión debe ser capaz de operar por problemas en los circuitos de corriente (sensible), previendo una operación incorrecta de la protección diferencial ante fallas externas a su área de protección. Por lo tanto, el ajuste del elemento de supervisión queda sujeto a verificación hasta que la protección entre en servicio, pudiendo aumentarse a su siguiente ajuste superior.

El retardo del elemento de supervisión se da en la tarjeta de temporizador 7TT1040. Seleccionamos el tiempo que recomienda el fabricante = 1.8 segundos

3.6.10 Velocidad de operación de la protección

En la tarjeta 7TD1021, modulo diferencial se seleccionó el ajuste de operación de ciclo completo, con el objeto de asegurar la no operación del relevador diferencial ante problemas de saturación de TC's y asimetrías en la corriente con fallas externas, de manera que si no se presentan estos problemas, ante fallas internas el relevador genera disparos rápidos por contar con el módulo de medición rápida 7TD1211, el cual switchea al modo de disparo rápido (medio ciclo).

3.6.11 Pendiente del relevador diferencial

La pendiente $K= 0.8$ fue seleccionada por cumplir todas las condiciones requeridas para su aplicación. Está pendiente es más selectiva para fallas internas. No hay limitación por no tener problemas de saturación, de acuerdo al mayor medido del juego de TC's más distantes de la protección. Corresponde a 7.61 Ohms.

Volts.Sat = 400

$Z = 7.61 \text{ Ohms}$

Suponiendo que toda la corriente de la falla pasara por un juego de TC's se tendría

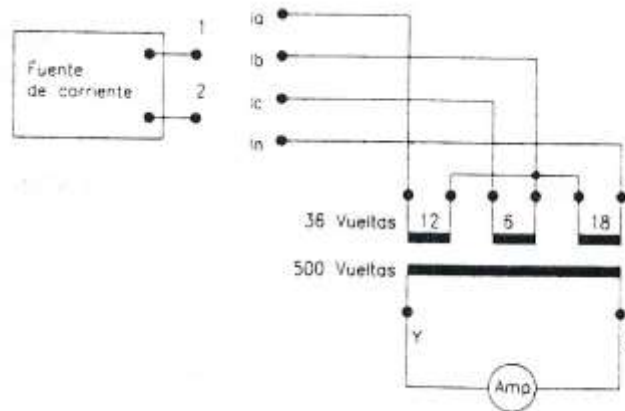
$$RTC = 800 / 5 = 160$$

$$I_{cc,Max} = 3.581 \text{ Amp}$$

$$V = (3.581/160) * 7.61 = 170V$$

El cual es menor al voltaje de saturación

3.6.12 Prueba de fallas con el tc auxiliar



Falla	Conexión	Corr. Apli.	Corr.Sec.	RTCr	RTCi	Vueltas
Ian	1-Ia,2-In	5.00	0.28	17.86	16.67	30
Ibn	1-Ib,2-In	5.00	0.17	29.41	27.77	18
Icn	1-Ic,2-In	5.00	0.22	22.73	20.83	24
Iab	1-Ia,2-Ib	5.00	0.11	45.45	41.43	12
Ibc	1-Ib,2-Ic	5.00	0.06	83.33	83.33	6
Ica	1-Ic,2-Ia	5.00	0.06	83.33	83.33	6
Iabc	Fte 3Φ	5.00	0.10	83.33	48.11	6

RTCr= Relación de transformación real

RTCi= Relación de transformación ideal

3.6.13 Pruebas de inyección de corriente 3φ a TC's auxiliares

Se realiza la prueba de inyección de corriente trifásica a la entrada del tablero a cada circuito de corriente con el objeto de verificar el correcto alambrado y relación de los TC's. La inyección trifásica a los TC's auxiliares uno por uno. Produce una corriente a la salida de los mismos, la cual produce a la vez voltajes U_s (estabilización o restricción) y U_a (operación o disparo), los cuales son medidos en los puntos de prueba de la tarjeta 7TD1021 en los siguientes puntos.

Bu 1 (+) Bu 2 (-) U_a Voltaje de disparo

Bu 3 (+) Bu 4 (-) U_s Voltaje de estabilización

En esta prueba, al entrar en función las tres bobinas primarias de los TC's auxiliares, un cambio en las relaciones o alguna polaridad produciría alguna diferencia en los voltajes de salida U_a y U_s .

Circuito	TCx	I_p/F	I_{sec}	U_a	U_s
82010	TC1	2 Amp	50 mA	56.9 mV	96.8 mV
83170	TC3	2 Amp	50 mA	54.0 mV	96.0 mV
83220	TC4	2 Amp	50 Amp	54.0 mV	96.0 mV

Los valores obtenidos de voltaje son aproximados con los obtenidos en la gráfica que presenta el instructivo, donde compara los valores J/J_n contra mV medidos en los sockets del módulo 7TD1021: para 50 mA, se obtiene voltajes $U_a = 50\text{mV}$ y $U_s = 90\text{mV}$.

3.6.14 Pruebas de la pendiente de la protección 87B

Entre dos entradas de estabilización cuales quiera se inyectan dos corrientes I_1 e I_2 . Al estar con la misma magnitud y opuestas 180 grados entre si no se produce corriente diferencial, por lo que el relevador no opera. Al incrementar la corriente I_1 , se incrementa la corriente diferencial resultante ($I_1 - I_2$), hasta que el relevador dispara. Se toman lecturas de corrientes I_1 , I_2 , U_a y U_s y se produce de igual para cada valor de K .

Datos de prueba

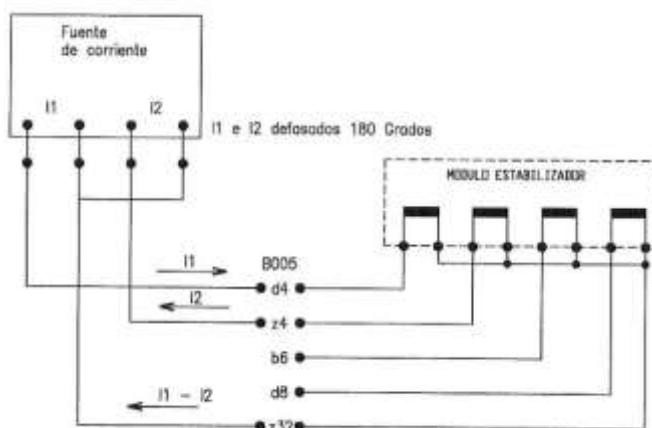
Elemento	I1 mA	I2 mA	I1-I2 mA	Real	Aju.
Disp.	586	200	386	0.66	0.65
	1710	500	1210	0.71	0.65
Disp.	866	200	666	0.77	0.80
	2400	500	1900	0.79	0.80

Cuando se aplica al mismo ángulo, el valor de corriente de operación es igual al arranque. Sin restricción. La corriente de disparo es igual a la del arranque:

Se probaron los elementos de arranque y supervisión aplicando la corriente I1.

I arranque = 100 mA

I supervisión = 5 mA.



RTC principal

TC's auxiliares con RTC total de 36 vueltas: 12, 6,18 conectados con la operación de alta sensibilidad para fallas a tierra.

Corriente de arranque = 100 mA

Corriente de supervisión = 5 mA

Factor de estabilización K = ciclo completo

Tiempo de espera de la supervisión para bloquear = 1.8 seg.

3.7 Introducción a los esquemas de protección diferencial de barras numéricos

3.7.1 Relevadores diferenciales de barras numéricos

La digitalización de los relevadores de protección ha permitido obtener diversas ventajas sobre los esquemas tradicionales de protección. La protección de barras ha sido la excepción, en la actualidad existen diversas marcas de relevadores diferenciales de barras en el mercado. Estos esquemas cuentan con las mismas ventajas que se obtienen para los demás relevadores de protección digital, tal y como son el monitoreo remoto y la medición.

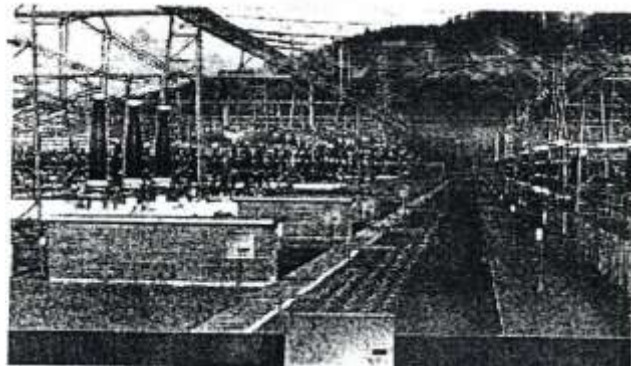


Figura 28. Esquema de protección digital

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

En los nuevos relés numéricos de protección, todas las entradas de TC's y de TP's están separadas galvánicamente entre sí. Todas las cantidades de entrada analógicas son muestreadas con una tasa constante de muestreo y estos valores discretos son transferidos luego a los correspondientes valores numéricos (p.eje. conversión analógica /digital). Después de estas conversiones, se usan únicamente los números en los algoritmos de protección.

Por consiguiente, es imposible reusar directamente y copiar los principios de operación de los esquemas analógicos de protección diferencial de barras, debido a que no existe ninguna conexión galvánica entre los TC's. Por lo tanto, si la resistencia del circuito

secundario no es muy importante. Cuales son entonces los factores importantes para el diseño de relé numérico, a fin de garantizar la estabilidad de algoritmo de protección.

Realmente este es el tiempo disponible para que el relé diferencial haga las mediciones durante la saturación de TC y para tomar las necesarias acciones correctivas. Esto significa prácticamente que el relé tiene que ser capaz de tomar las mediciones y decisión durante el corto periodo de tiempo, dentro de cada ciclo del sistema de potencia, cuando los TC's no están saturados. Este tiempo, aun bajo saturación de TC's extremadamente severa, es para TC's prácticos de alrededor de 2ms. Por lo tanto, se decidió tomar este tiempo como el criterio de diseño para el tiempo mínimo aceptable antes de la saturación de un núcleo magnético practico de TC.

Sin embargo, si tiene que tomarse la acción correctiva necesaria para la bahía individual o circuito alimentador de alta tensión conectada a la zona de protección, el algoritmo del relé podría ser realmente complejo. Por lo tanto, se decidió tratar de reusar las cantidades importantes del relé de protección diferencial analógica de restricción de porcentaje, tales como corrientes de entrada, salida y diferencial, en el diseño numérico.

Estas tres cantidades pueden calcularse fácilmente numéricamente de los valores de muestreo a procesar de todas las entradas analógicas de TC conectados a la zona diferencial. Al mismo tiempo, estas tienen un significado físico extremadamente valioso, que describe claramente la condición de la zona protegida durante todas las condiciones de operación.

Usando propiedades de únicamente estas tres cantidades, se han formado algoritmos diferenciales que son completamente estables para todas las fallas externas y muy rápido para las fallas internas. Todos los problemas provocados por la no linealidad de los TC's son resueltos de una manera numérica innovadora sobre os principios básicos descritos arriba.

3.7.2 Aplicación

Estos esquemas de protección son aplicados en subestaciones de alta tensión y extra-alta tensión. Para diseño de subestaciones de una o más barras, de diferentes arreglos de bahías, incluyendo interruptor de amarre y transferencia.

No se tienen restricciones para los tipos de TC's, permitiendo que los circuitos de corriente secundaria de los TC's se pueden compartir con otros relevadores de protección.

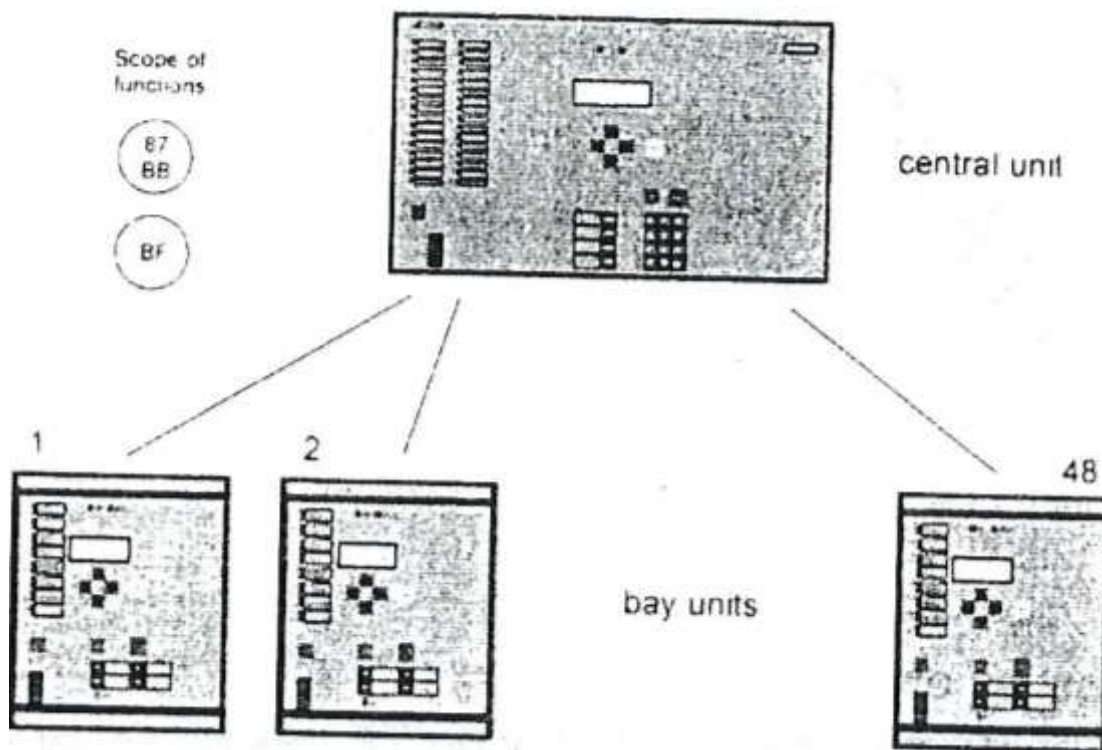


Figura 29. Esquema Siemens, tipo 7SS52

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

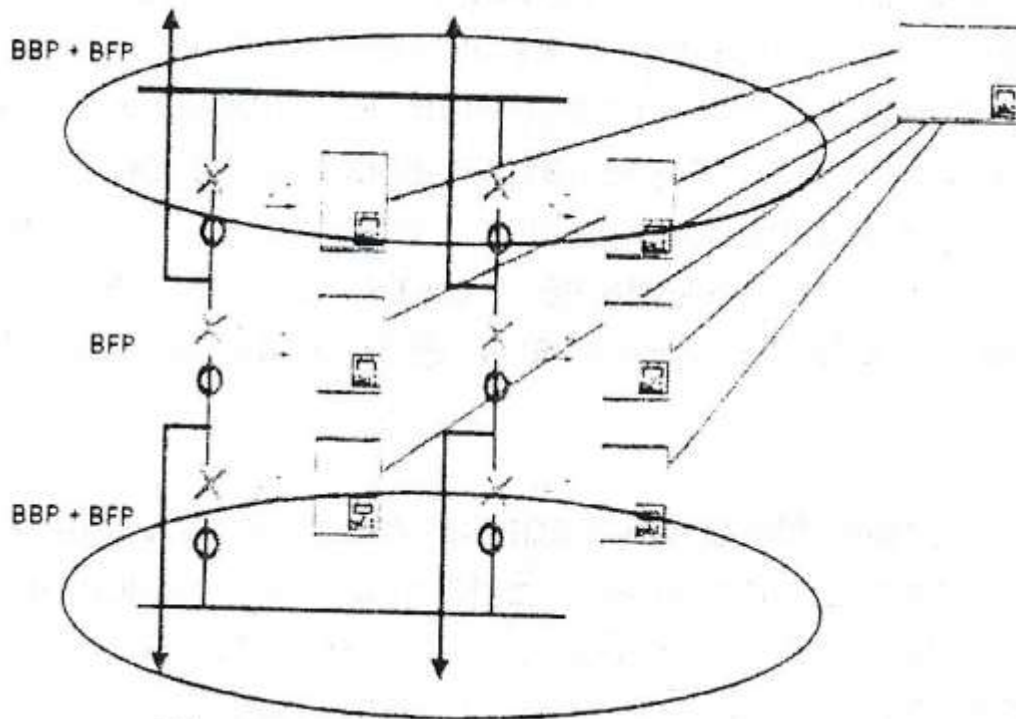


Figura 30. Esquema ABB, tipo REB-500
Fuente: Comisión Federal de Electricidad

3.7.3 Algoritmo de protección

La mayoría de los esquemas de protección diferencial de barras digital con el afán de tener un esquema de protección de barras confiables y seguro, dispone de dos algoritmos para determinar si hay falla y si es interna o externa.

- Característica de pendiente porcentual
- Características de comparación direccional de corrientes

Los algoritmos procesan los vectores de corriente complejos los cuales se obtienen por análisis de Fourier y que contienen solamente el componente de la frecuencia fundamental. Se suprime las componentes de corriente continua y armónicas superiores.

El primer principio de medición utiliza un algoritmo de corriente diferencial estabilizada. Las corrientes se evalúan individualmente para cada fase y por cada sección de barras (zona de protección).

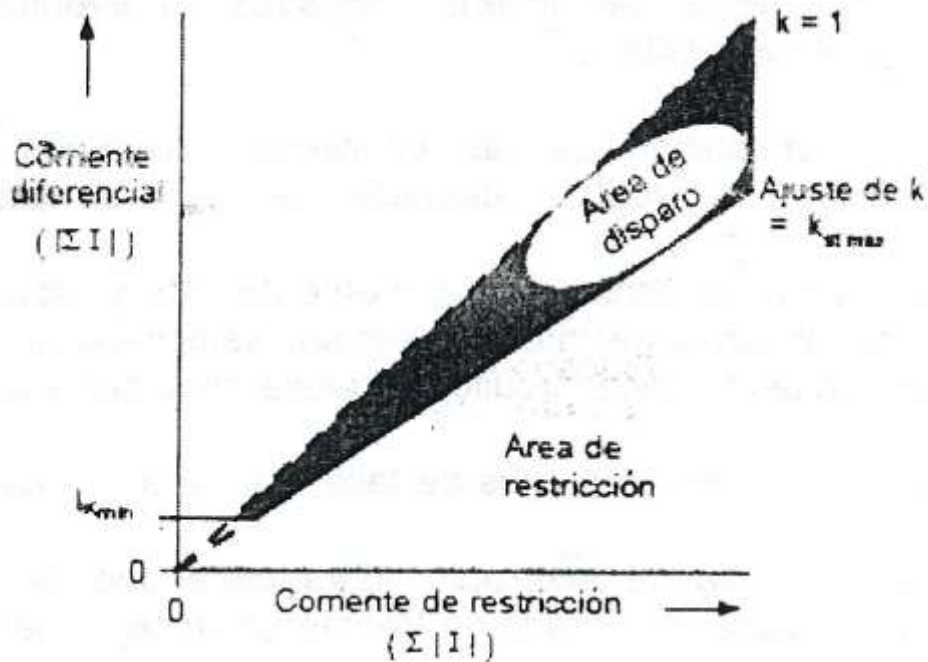


Figura 31. Caracterización de pendiente

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

El segundo principio de medición determina la dirección de flujo de energía e involucra la comparación de fases de las corrientes de todos los alimentadores conectados a una sección de barras, se comparan los fasores de corriente de la frecuencia fundamental $\phi 1$. En caso de una falla interna, todas las corrientes de los alimentadores tienen aproximadamente el mismo ángulo de fase, mientras que durante operación normal o durante una falla externa al menos una corriente está desfasada aproximadamente 180° comparada con las otras.

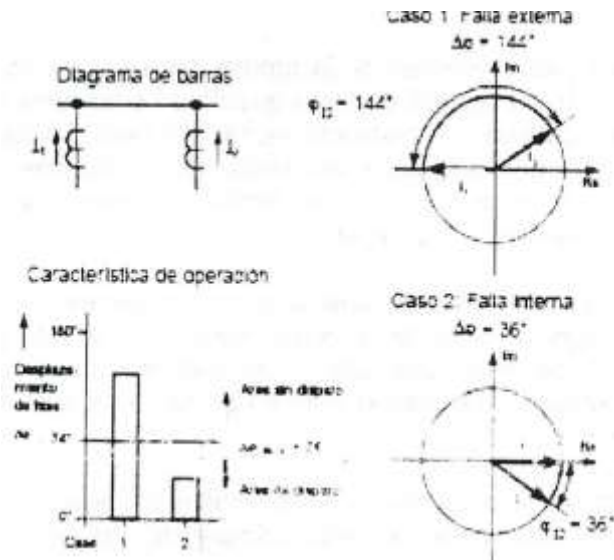


Figura 32. Caracterización de comparación direccional

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

El algoritmo detecta una falla interna cuando la diferencia de fases entre todas las corrientes de los alimentadores está en el rango de disparo del comparador de fase. Dependiendo del ángulo de fase de la falla, el tiempo de disparo varía entre 20-30 mseg para $I_{diff}/I_{kmin} \geq 5$, este tiempo, incluyendo el tiempo del relé auxiliar de disparo.

Los esquemas de protección diferencial digitales cuentan principalmente con las características necesarias como son la alta velocidad de operación y la seguridad. Adicional a estas, cuentan con otras características también importantes como son:

- Autosupervisión de sus diferentes componentes (fuentes de alimentación, convertidor A/D, memorias, balance estable de corrientes, estado de cuchillas).
- Comunicación de datos e información de las fallas. Se obtienen registros de eventos y oscilografía de las fallas para sus análisis posteriormente a detalles.
- Protecciones de “zonas muertas”

No se requiere TC's auxiliares para compensación de las diferentes relaciones de transformación, ya que esta compensación se realiza después de la conversión analógica / digital.

No se requiere relevadores auxiliares para conmutar señales de corriente de TC's y circuitos de disparo de los interruptores. Las salidas de disparo a los interruptores son selectivos para el caso de subestaciones de más de una barra, cuando cada circuito se puede conectar a cada una.

Se reduce considerablemente el alambrado y los posibles puntos de falla. La barra replica se realiza por software. Puede incluirse en el esquema la función de falla de interruptor para cada uno de los interruptores, aprovechando así simplificarse la lógica alambrada de transferencia de disparos, también para la protección de falla de interruptor.

3.7.4 Autosupervision

Para asegurar la máxima seguridad, confiabilidad y disponibilidad de la protección se supervisan continuamente todas las funciones del sistema. Si se presentara una falla interna en el sistema de protección, lo más importante es el de evitar bajo cualquier circunstancia un disparo falso. En caso de presentarse una falla en el sistema de protección, una respuesta incorrecta o incongruente, se inicia la acción correspondiente para establecer un estado seguro, se emite una alarma y se produce un registro de eventos de diagnóstico para sus análisis posteriores.

Los componentes importantes del hardware, por ejemplo fuentes auxiliares, convertidores A/D y memorias principales y de programa, están sujetos a diferentes pruebas durante la puesta en funcionamiento del sistema y también durante la operación. Una función de watchdog supervisa continuamente la integridad de las funciones de software y también del intercambio de datos a través del bus del proceso.

También es muy importante desde el punto de vista de la seguridad y confiabilidad el procesamiento de las órdenes de disparo. Correspondiente, cada canal de salida comprende dos órdenes redundantes, las cuales deben ser habilitadas e intervalos regulares por el watchdog si las condiciones no se satisfacen, los canales se bloquean.

3.7.5 Supervisión de cuchillas

La imagen de cuchillas es una característica ejecutada completamente en software sin considerar elementos mecánicos de maniobra. La lógica de software para la réplica, determina dinámicamente los límites de las zonas de la barra protegida (zonas de protección). El sistema supervisa cualquier inconsistencia en los circuitos de entradas binarias conectadas a los contactos auxiliares de las cuchillas y generan una alarma después del cumplimiento del tiempo ajustado.

En la ocurrencia de una alarma, la protección puede ser bloqueada completamente o bloqueada selectivamente.

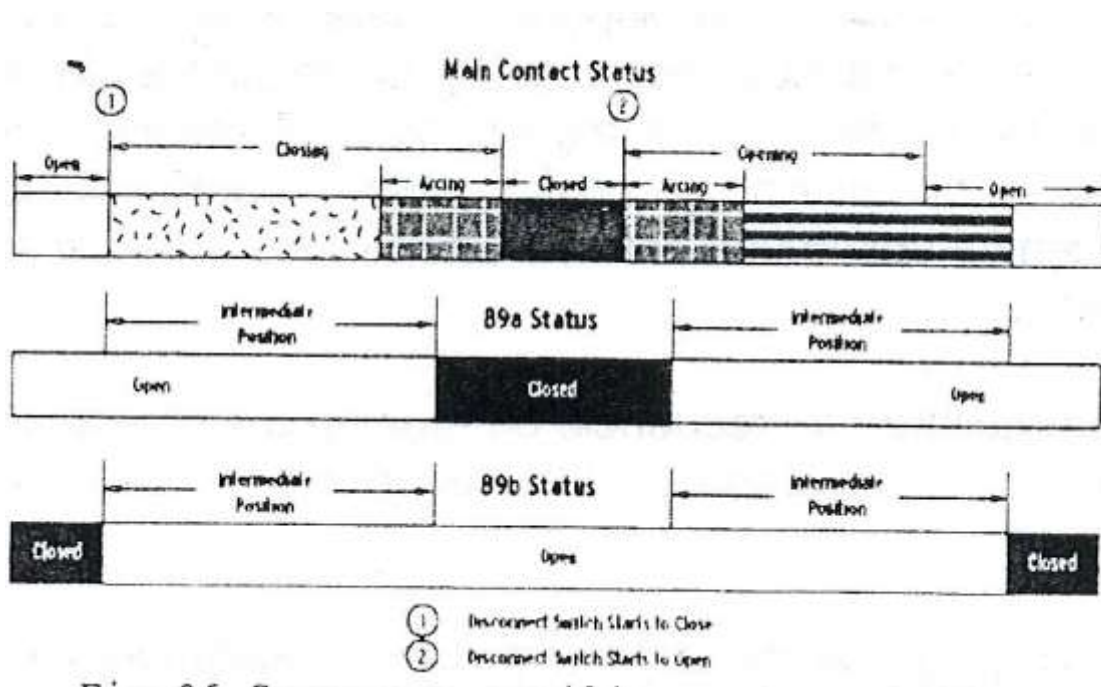


Figura 33. Contactos auxiliares de cuchillas

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

3.7.6 Protección de falla de interruptor

El esquema diferencial de barras tiene integrada opcionalmente la función para falla del interruptor (50FI). Además de incluir la función 50FI para cada interruptor del esquema, utiliza la réplica de barras o lógica de disparos, de acuerdo a la posición de cuchillas e interruptores, la misma que utiliza para la función 87B, también la utiliza el esquema para la protección de falla de interruptor.

Para esto se debe conectar el arranque por “operación de protecciones” de cada alimentador a una entrada binaria destinada al arranque de 50FI, para cada interruptor conectado a la barra. Cuando se utilizan relevadores 50FI externos o independientes, también puede utilizarse la lógica de disparo de la protección de barras, dado el lugar de conectar la señal de “operación de protecciones” en cada entrada binaria correspondiente, debe conectarse la señal “operación 50FI (disparo)”. Para cada interruptor.

La cobertura de la función 50FI integrada al esquema de protección 87B es solo para los interruptores que se conectan a las barras, por lo que los arreglos de barras de “interruptor y ½”, los interruptores ½ deben contar con sus propios relevadores 50FI externos, con la lógica de disparos correspondientes alambrada.

3.7.7 Función de sobrecorriente (opción)

Algunos esquemas cuentan opcionalmente con un esquema de protección de sobrecorriente de tiempo definido o inverso de respaldo se puede integrar a cada unidad de bahía individualmente. La operación de la función, puede arrancar el esquema de protección local de falla interruptor, cuando se ha configurado así.

3.7.8 Registrador de eventos

Esta función permite el análisis del comportamiento del esquema e interruptores antes fallas internas y externas a las barras protegidas. En este caso se registran, además de la activación y desactivación de cada elemento interno del esquema, registra los cambios de las entradas digitales.

Los eventos se registran en cada unidad de bahía en esquemas distribuidos. Cada evento binario tiene una estampación de tiempo con una reducción de 1mseg. Se registran “eventos del sistema” eventos de protección y “eventos de prueba”.

3.7.9 Registrador de fallas (oscilografía)

Esta función registra las corrientes y las entradas binarias de cada unidad de bahía. Las tensiones se pueden registrar en forma opcional, dependiendo si el esquema dispone de estas entradas (bajo pedido). Para evitar el registro se puede utilizar los flancos crecientes o decrecientes de las entradas binarias o señales de salida o eventos resultantes de los algoritmos de protección. Se pueden configurar diferentes cantidades de entradas binarias de propósito general, para la iniciación externa del registro de fallas.

Además la unidad central posee una entrada binaria para arrancar los registradores de falla de todas las unidades de bahía. La cantidad de canales analógicos que se pueden registrar, la frecuencia del muestreo y la duración del registro que puede variar en las diferentes marcas de relevadores. Una frecuencia de muestreo inferior permite un periodo de registro mayor. La función se puede configurar separadamente para registrar los estados previos y posteriores a la falla.

En algunos esquemas el usuario puede determinar si los datos registrados deben retenerse o sobrescribirse, al presentarse una nueva falla. Esta función también se ejecuta en forma autónoma en cada unidad de bahía.

Los datos de la falla almacenados en la memoria se pueden transferir a través de la unidad central hacia los sistemas de computación para su evaluación por medio de programas de análisis correspondientes. Los archivos tienen una posibilidad de transferirse en formato COMTRADE, para su reproducción en diferentes programas de análisis y reproducción con equipos de pruebas digitales.

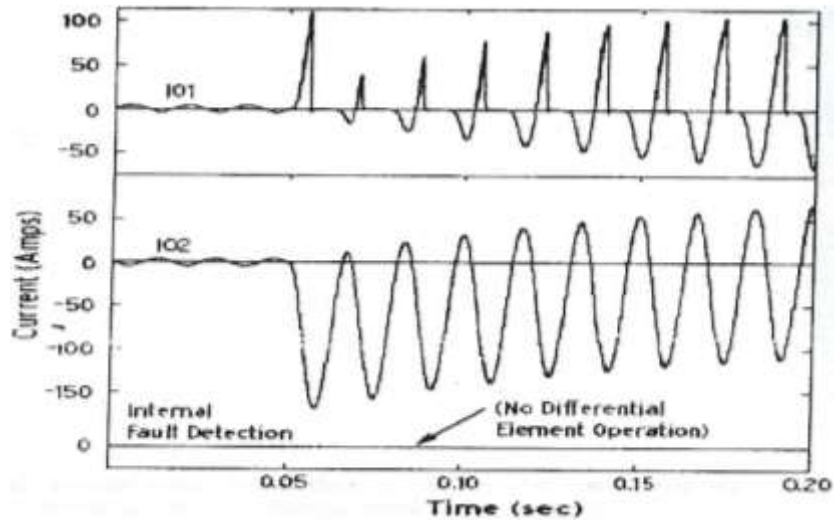


Figura 34. Oscilografía de falla

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

3.7.10 Control centralizado

Las unidades de bahía individuales se montan en tableros, los cuales pueden contener varias unidades de bahía, los tableros y la unidad de procedimiento central se instala dependiendo del tamaño del sistema en uno o varios tableros fig.35, 36. La instalación centralizadas es la adecuada para ampliar estaciones existentes, pues se requiere muy poco cableado adicional y se la compara con otros tipos de protección de barras existentes ofrece mucho mayor funcionalidad en el mismo espacio.

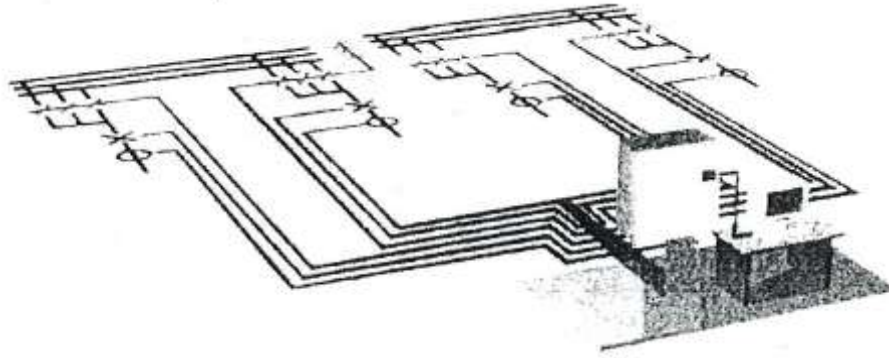


Figura 35. Esquema 87B de control centralizado

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

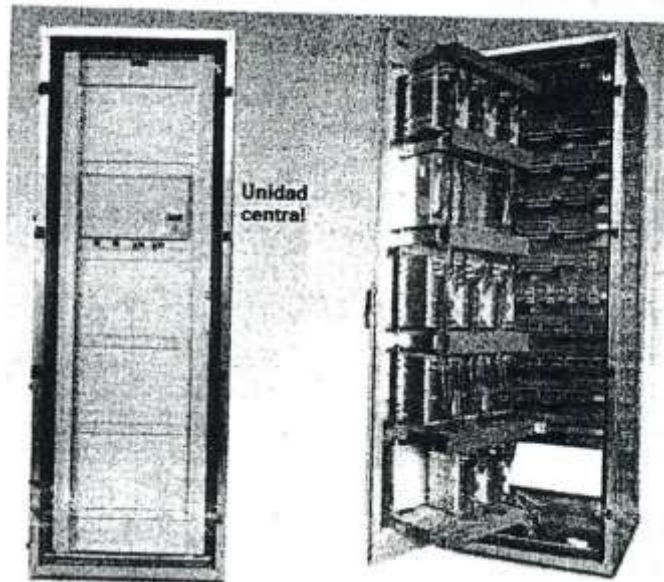


Figura 36. Esquema 87B de control centralizado

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

3.7.11 Control distribuido

En este caso las unidades de bahía (fig. 37) se instalan cajas o tableros asociados a la bahía correspondiente, están distribuidos en la subestación y se conectan a la unidad de procesamiento central por medio de cables de fibra óptica. La unidad de procesamiento central esta normalmente ubicada en un tablero centralizado o en la

caseta del control. Tanto del relevador tipo 7SS52 como el REB500 tienen la posibilidad de configuración del tipo distribuido y del tipo centralizado.

El esquema consiste en dos tipos de módulos: un módulo tipo “unidad de bahía” por cada bahía o por cada circuito y todos estos se conectan al módulo tipo “unidad central” por medio de un cable de fibra óptica. Con el que se integran al sistema de control de la subestación local y remoto.

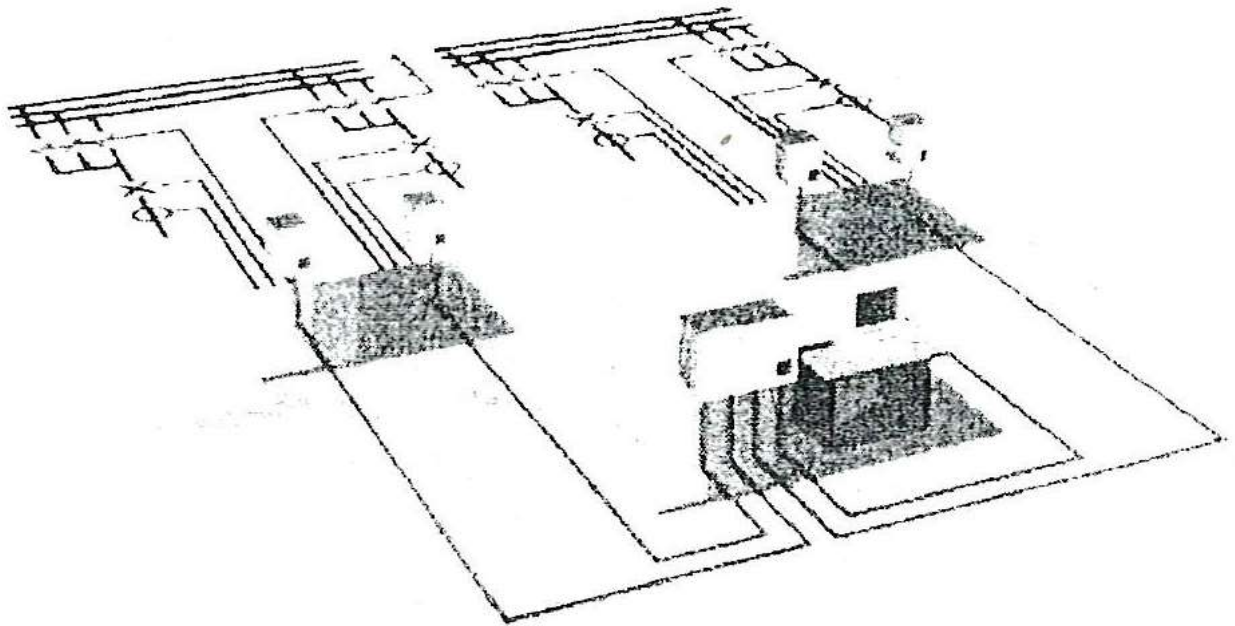


Figura 37. Esquema 87B de control distribuido

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

CAPITULO 4
DIAGNOSTICO DEL PROBLEMA

4 Esquema diferencial de barras operado por voltaje (MARCA. ABB, TIPO RADSS)

Este esquema de protección, no tiene ninguna limitación para aceptar TC's de diferente tipo y relación de transformación dado que usa TC's auxiliares de compensación.

El relevador es de alta velocidad y tiene la habilidad de detectar las fallas en la barras, en un tiempo de 1 mseg., enviado orden de disparo de interruptores en un intervalo de 8 a 10mseg.



Figura 38. Protección diferencial de bus estática marca Radss.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

4.1.1 Principio de operación de la protección diferencial estática marca radss

Todos los secundarios de los TC's auxiliares de los circuitos asociados a la barra a proteger, se conectan en paralelo formando un circuito diferencial.

En este esquema, el circuito de retención del relevador recibe una señal de voltaje de C.D., esta señal es proporcionada por rectificadores de onda completa conectados en el circuito secundario de cada uno de los TC's auxiliares, dicha señal de voltaje de C.D., es proporcional a la suma de todas las señales de corriente que reciben los TC's auxiliares siendo aplicada para dar retención al relevador Figura 39.

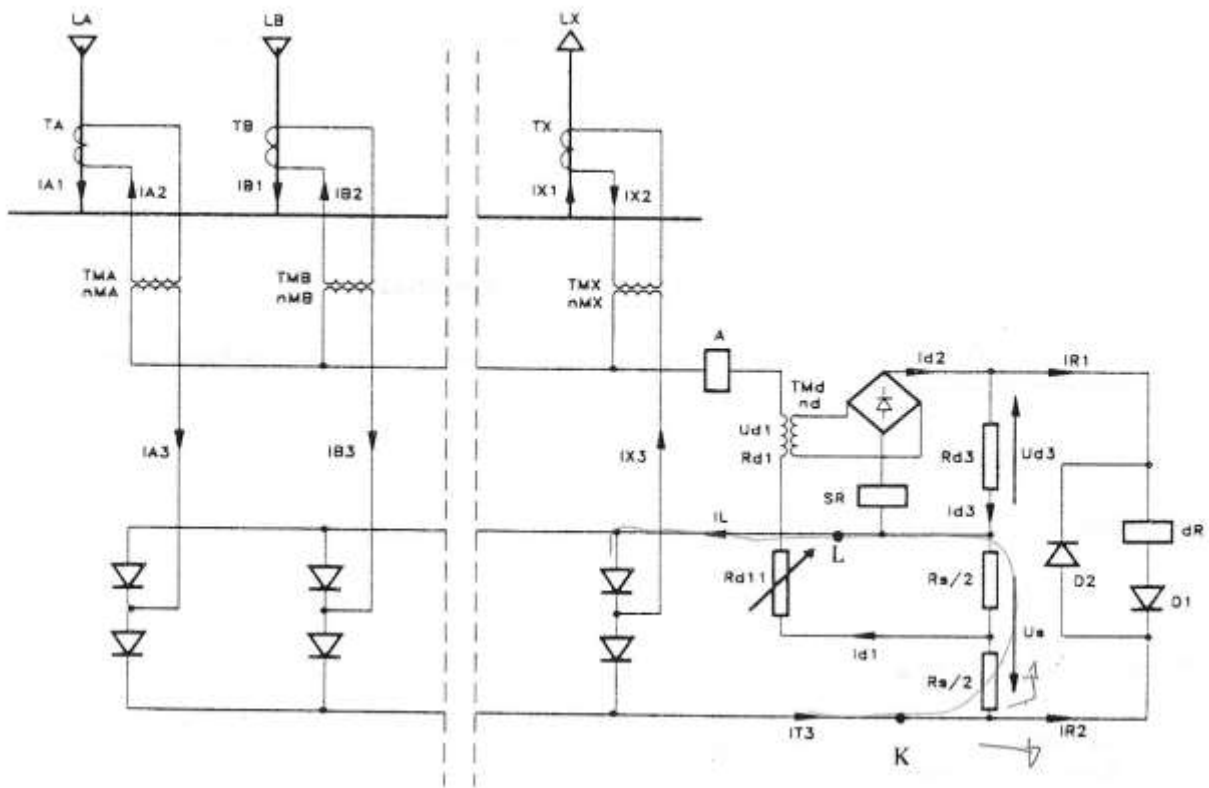


Figura 39. Diagrama esquemático de relevador tipo Radss para protecciones de barras.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

En condiciones normales de operación, a la suma algebraica de todas las corrientes que entran y salen de la barra deberá ser cero. Si este valor es diferente de cero, se tendrá desbalance de corriente producto de la inversión de la dirección de algunos de ellos, al alimentarse una falla dentro de la zona a proteger. Esta corriente diferencial “I”, circula a través de una resistencia variable $R3$ por C-N y por el primario de un transformador auxiliar elevador TA que proporciona al aislamiento requerido para C.D., e igual las impedancias.

Al circuito secundario del T.C., elevador se conecta un rectificador de onda completa, un relevador de sobrecorriente lo que supervisa la señal y una resistencia R_o en la cual con presencia de corriente por desbalance, se tendrá el voltaje de operación V_o . (La corriente total entregada I_e , se detecta a través del circuito de retención o bien en el circuito diferencial formado por la resistencia “ R_o ” y diodo de bloqueo D2).

La función de este diodo es obligar el paso de la señal producida por el circuito de operación a través del relevador diferencial y el diodo polarizado D1.

La comparación del voltaje de operación V_o y el voltaje de retención V_r se efectúa a través de las terminales de salida de las resistencias R_o y R_1 . Cuando el voltaje de operación V_o es mayor que el voltaje de retención V_r , la corriente de salida lo del comparador se considera positiva causando la operación del relevador diferencial y energizando el circuito de disparo.

Cuando el voltaje de retención es mayor, la corriente de salida I_r , se considera negativa y pasa a través del diodo de bloqueo D2 causando par de retención en el relevador diferencial.

La característica de operación, se representa de manera convencional para un relevador diferencial con 80% de ajuste en su circuito de restricción. Las ordenadas representan la corriente diferencial y las abscisas la corriente total de entrada. La figura anterior muestra tres límites diferentes para explicar el funcionamiento de este

relevador, la línea de estabilidad representa la operación uniforme y el voltaje de retención ajustado al 50%. Este límite es determinado para la onda senoidal de la corriente de operación en fase con el voltaje de retención.

El tercer límite se muestra por la línea de mínima corriente de operación y define el valor límite de la corriente diferencial que hace operar el relevador para falla interna, de manera que habrá operación cuando el valor de la corriente diferencial sobre pase este valor en 0.1Amp.

Al área de no operación del relevador está definida por la línea de estabilidad y el de las abscisas que representa la corriente total de entrada.

En esta área, el voltaje de retención es mayor que el voltaje de operación por lo tanto estaría inhibido el disparo.

4.1.2 Descripción.

En cada fase de cada circuito, se tienen dos diodos rectificadores, que proporcionan rectificación de onda completa de las corrientes secundarias rectificadas de entrada I_e (corrientes que entran a la barra) llegan al relevador por la terminal "A", completando su trayectoria por "C" y "N", de manera similar la suma de las corrientes de salida " I_s " (respecto a la barra) pasan por las terminales "C" y "B" del relevador. Estas corrientes pasan por el circuito de retención formado por las resistencias R1 y R2 proporcionando el voltaje de retención " V_r ".

El voltaje V_{r1} está dada por la corriente total de entrada I_e y el V_{r2} por la corriente de salida I_s de manera que:

$$V_r = V_{r1} + V_{r2} \quad \text{Ec. No. 8}$$

La suma fasorial de las corrientes de salida I_s por la trayectoria C-N deberá ser cero, pero en condiciones de desbalance la corriente que presenta es diferente de cero.

4.1.3 Comportamiento del esquema para diferentes condiciones

Condición normal de operación

La suma total de las corrientes que entran llega a la terminal "L" del mismo. Durante condiciones normales de operación las corrientes I_L e I_{T3} son iguales por tanto la corriente diferencial I_{d1} es igual a cero.

La combinación de los circuitos de operación y de restricción es básicamente un circuito comparador con un relevador diferencial. Los circuitos de operación (RD3) y de restricción (R_s) son circuitos resistivos. A través de los cuales se desarrolla un voltaje de operación (U_{d3}) y de restricción (U_s) respectivamente.

El voltaje de restricción (U_s) es obtenido a través del circuito "K, R_s , L" y da como consecuencia la corriente I_{R2} que es derivada por "D2, R_s , L" cerrando el circuito para reiniciar otro ciclo de supervisión. Se hace notar, que al ser derivada la corriente (I_{R2}) a través del diodo (D2) por el bloqueo establecido por el diodo (d1). El relevador diferencial (dr) nunca tendrá corriente de operación para esta condición lo muestra la Figura 40.

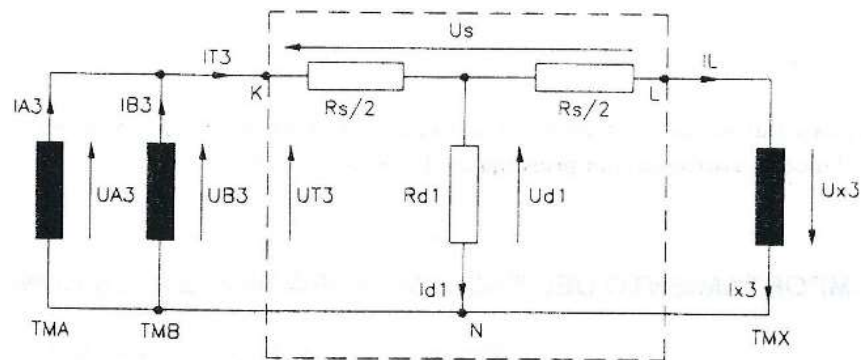


Figura 40. Esquema simplificado de servicio normal

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

COMPORTAMIENTO DEL RELEVADOR PARA FALLA EXTERNA.

Si suponemos una falla externa a la barra en el circuito (Lx), se detectara incremento en la corriente primaria (LX1) alimentando a la falla, hasta que esta sea liberada por la protección de distancia. En esta condición la corriente (IT3) será proporcional a la suma total de la corriente primaria de entrada ($LX1 = LA1 + IB1$) y el voltaje de restricción (US) será incrementado y proporcionalmente incrementa la corriente de bloqueo de disparo (IR2) a través del diodo (D2), lo muestra en la Figura 41.

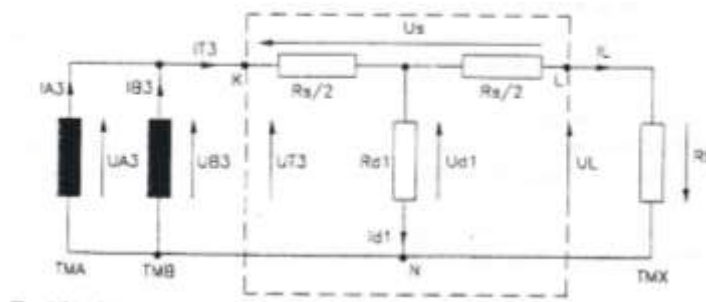


Figura 41. Esquema simplificado para falla exterior en la línea x

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

COMPORTAMIENTO DEL RELEVADOR PARA FALLA INTERNA.

Cuando ocurre una falla dentro de la zona de protección del relevador 87B, las corrientes que salían de la barra invierte su dirección 180° alimentando la falla, esto hace aparecer la impedancia infinita o como circuito abierto, en estas condiciones todas las corrientes que entran a la barra representadas por (IT3) pasan por el circuito diferencial de donde, $Id1 = IT3$.

Esta corriente excita al transformador (TMD) que entrega en su devanado secundario una señal que es rectificadora a través de un puente rectificador de onda completa que da la señal (IR1), siendo esta señal de corriente la que excita la bobina de disparo del relevador (dr), que a su vez hace operar su relevador maestro de disparó 86B, disparando todos los interruptores asociados a la barra de fallada.

4.1.4 Alarma del circuito abierto

En el circuito diferencial está incluido un relevador de alarma que está ajustado para que opere con aproximadamente 80 mA. La sensibilidad de este relevador depende de la corriente de magnetización conjunta de todos los TC's principales y auxiliares. Normalmente se obtiene un ajuste primario de 10 al 20% del valor nominal del T.C. del circuito más "Cargado".

Debido que una mala operación de una protección diferencial de barras puede conducir una desconexión de gran parte del sistema, el relevador de alarma se dispone normalmente para que desconecte el circuito de disparo después de transcurridos unos 5 seg, y para que elimine las resistencias de circuito diferencial.

Los puntos 1, 2 y 7 son las principales desventajas que tiene este tipo de esquema de protección con respecto a los otros esquemas usados, sin embargo podemos mencionar algunas ventajas particulares de este tipo de esquema.

CARACTERICAS DEL RELEVADOR MARCA RADSS:

- Es de operación confiable
- Es económico en cuanto no requiere relevadores auxiliares del "Switcheo" de corrientes por operación de cuchillas, el cableado de control que requiere es relativamente menor (aunque si se requiere un juego particular de TC's por circuito).
- Los circuitos de conexión son relativamente sencillos.
- Los cálculos de ajuste son sencillos.

4.1.5 Puesta en servicio

EQUIPO DE PRUEBAS NECESARIO

1 Pz. Fuente de voltaje variable de 0-300 volts c.a.

- 1 Pz. Voltmetro con rango 0-300 volts c.a.
- 1 Pz. Amperímetro con rango de 0-5 Amperes c.a.
- 1 Pz. Voltmetro con rango de 0-300 volts c.d.
- 1 Pz. Peineta de prueba tipo RTX.M.
- 1 Jgo. Cables de prueba.
- 1 Jgo. Cables de pruebas de TC's (3 o más)
- 1 Pz. TC de alta carga
- 1 Pz. Variac 2 Φ 0 3 Φ

VERIFICACION DE INSTALACION DEL RELEVADOR.

- Verificar que los relevadores del esquema estén completos y en su lugar correspondiente.
- Verificar que el tablero este correctamente.

VERIFICACION DEL CABLEADO EXTERNO

- Circuitos de los transformadores de corriente auxiliares
- Circuitos secundarios de los TC's principales
- Los circuitos de disparo de los interruptores y bloqueos de cierre de los mismos.
- Las señales de alarma. Falla en circuito de corriente, bloqueo de la protección y operación (disparo).

VERIFICAR LOS CIRCUITOS DE CORRIENTES DE TC's

- Verificar la continuidad de los circuitos de corriente (circuito cerrado).
- Medir el burden del circuito primario de los TC's auxiliares en cada fase, mediante inyección de corriente, midiendo esta y su caída de voltaje ($Z = V/I$).

- Medir las resistencias: $R_{s/2}$, R_{d3} y R_{d11} .
- Medir la resistencia de C.D. del circuito secundario de los TC's principales.

PRUEBAS DE OPERACIÓN DE LA PROTECCION

Probar los valores de operación de los siguientes elementos:

- Relevador de alarma de corriente diferencial.
- Relevador de arranque.
- Relevador diferencial.
- Realizar la conexión correspondiente al diagrama del circuito de prueba.

ALARMA DE CORRIENTE DIFERENCIAL

- Aplicar voltaje e incrementarlo poco a poco hasta que el relevador de alarma opere. Anotar los valores correspondientes de voltaje U_{t3} y corriente I_{d1} en la tabla No 2
- Verificar que opere su bandera y la señal en el panel de alarmas. Deben de operar los relés, 131 (Bandera), 307 (temporizador), 325 (c/c y bloq. De disparo) y lámpara en botonera 137. El tiempo de operación del temporizador debe operar aproximadamente en 5 seg.

RELEVADOR DIFERENCIAL

- Puentear las terminales T21 y T22 del módulo RQDA-040 para la fase correspondiente (by-pass del contacto en elemento de arranque).
- Aplicar voltaje e incrementar poco a poco hasta que el relevador diferencial opere, anotar los valores correspondientes voltajes U_{t3} , U_{d3} , U_{s3} , U_{s1} y corriente I_{d1} en la tabla No.2. monitorear la salida de disparo por la terminal No. 17 del block de pruebas. Las banderas R y U del módulo 131 operan (fase a y disparo).

- Reducir la tensión aplicada de inmediato para no sobrecalentar las resistencias y restablecer banderas.

Relevador	Fase/ Medición	Ut3 Volts. C.A	Id1 mA. C.A	Ud3 Volts C.D	Us3 Volts C.D	Ur1 Volts C.D
Alarma	R (fase A)					
	S (fase B)					
	T (fase C)					
Diferencial (dR)	R (fase A)					
	S (fase B)					
	T (fase C)					
Arranque (sR)	R (fase A)					
	S (fase B)					
	T (fase C)					

Tabla No 2. Tabla de pruebas del relevador diferencial de barras (87B) tipo radss

RELEVADOR DE ARRANQUE.

- Retirar el puente entre los puntos T21 y T22 del módulo RQDA-040 para la fase correspondiente.
- Aplicar de nuevo voltaje e incrementar poco a poco hasta que el relevador de arranque opere, anotar los valores correspondientes voltajes Ut3,Ud3,Us3 y Ur1 y corriente Id1 en la tabla No.1, monitorear la salida de disparo por la terminal No.17 del block de pruebas, las banderas r y U del módulo 131 operan (fase A y disparo)
- Reducir la tensión aplicada de inmediato para no sobrecalentar las resistencias y restablecer banderas.
- Repetir cada uno de los pasos (1 al 9) para las fases B y C (S y T).

MAGNITUDES A MEDIR Y ANOTAR.

Ut3: voltaje de alimentación de C.A. (Variable)

Id1: corriente de salida del circuito de prueba (Amp. de C.A.).

Ud3: Voltaje entre los puntos T11 y T13 del módulo RQDA-040, volts de C.D.

Us3: Voltaje entre los puntos T13 y T12 del módulo RQDA-040, volts de C.D.

Ur1: Voltaje de operación del relevador diferencial T11 y T12, volts de C.D.

Los valores de corriente I_{d1} que se deben obtener son aproximadamente: Relé de alarma= 30 mA., relé

Diferencial = 460 mA. (De acuerdo a $S = 0,8$), y relé de arranque = 900mA.

PRUEBA DE DISPARO Y BLOQUEOS

Es necesario probar la operación de la lógica completa de disparos, incluyendo la operación de interruptores. De manera que abran los interruptores que deban de hacerlo, de acuerdo al Bus que estén conectados.

No es recomendable realizar pruebas de disparo realizar pruebas de disparo con interruptores en servicio, ya que existe el alto riesgo de salidas por disparo de equipos. En caso de presentarse la necesidad de realizar pruebas de disparo “en vivo” para probar la lógica de disparos del esquema, es necesario desconectar las salidas de disparo de la protección, teniendo el cuidado de reconectar de nuevo.

Deben de verificarse también los bloqueos de cierre de interruptores ante la operación de la protección diferencial de barras, de manera que solamente sean bloqueados los interruptores que estén conectados a las barras con 87B disparado, así como no bloquear los cierres de interruptores conectados a otras barras.

En arreglo de 2 o 3 barras, la lógica de disparo de bloqueo cambia para una protección diferencial al realizar el cambio de un interruptor de un Bus a otro, por lo que es necesario que en las pruebas se considere el switcheo de disparo y corrientes por operación de cuchillas, de manera que estos realicen correctamente.

PRUEBAS DE INYECCION DE CORRIENTE PRIMARIA.

Esta prueba es factible realizarla en Subestaciones S.E⁵ nuevas, completamente desenergizada o en S.E. donde exista la posibilidad de liberar sus barras por completo. En S.E. donde no se pueda realizar, tendrán que realizarse los faseos “en vivo” solamente.

Esta prueba es preliminar al faseo con equipos energizados, con el objeto de detectar conexiones incorrectas en circuitos de TC´s principales, auxiliares y corregir antes de la energización.

Por medio de esta prueba se pueden realizar las siguientes comprobaciones:

- Verificación de los circuitos de corrientes completos, confirmado que todos los circuitos estén cerrados.
- Verificación de faseo de todos los circuitos de corrientes, confirmando su correcta polarización.
- Comprobación de la relación de transformación de los TC´s principales y auxiliares.

Para arreglos de doble o triple barra, se prueba el switcheo correcto de corriente con la operación de los relés auxiliares de cuchillas, pidiendo verificar que exista corriente solamente en el punto de prueba de la protección 87B correspondiente.

En el diagrama tripolar de la Figura 42, se presenta el circuito de pruebas para la inyección de corriente primaria por fase. Al aplicar corriente primaria, esta circula por lo equipos de A.T. de las bahías bajo prueba, retornando por el sistema de tierras. Las cuchillas e interruptores deben estar cerrados para realizar la inyección.

⁵ Subestaciones

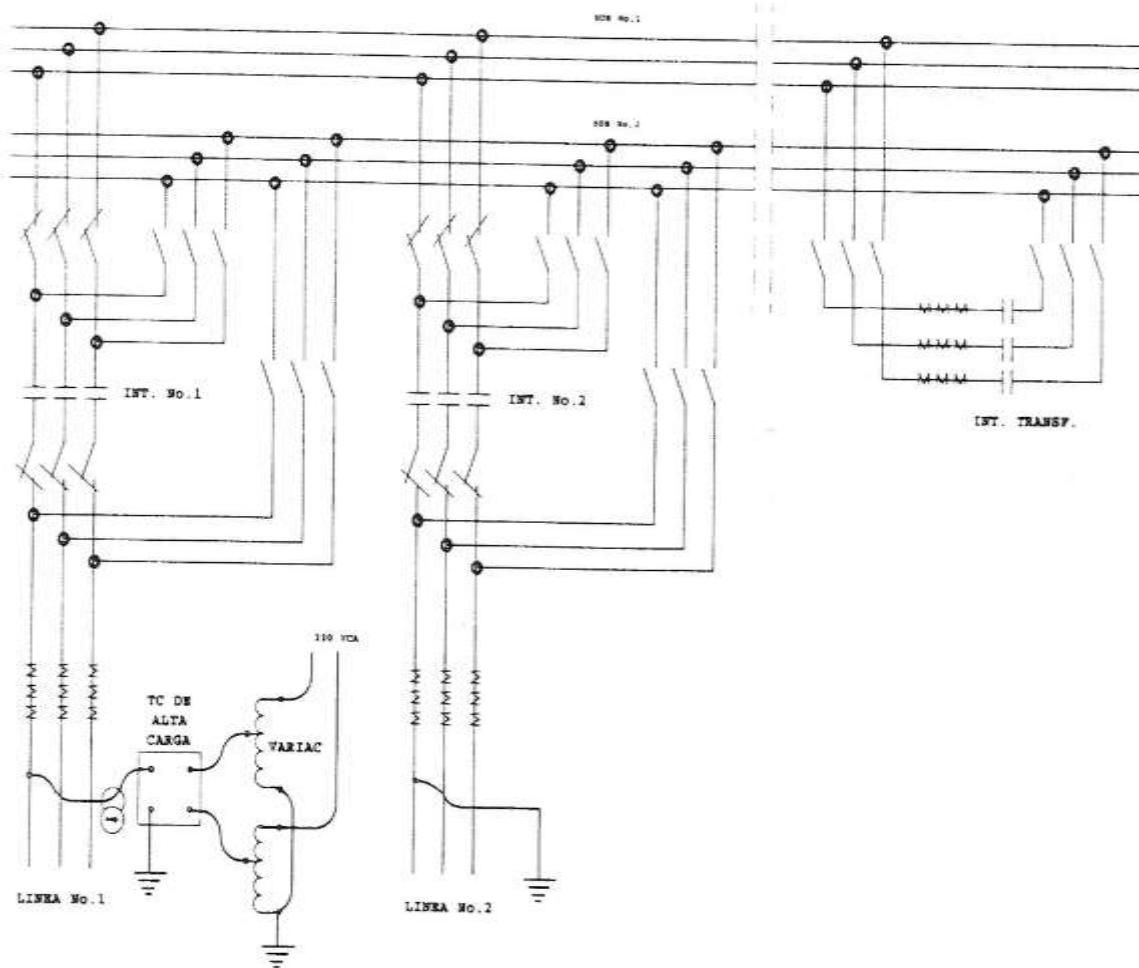


Figura 42. Diagrama de conexión de equipo de pruebas para realizar la inyección de corriente primaria para realizar la prueba de fase de la protección diferencial de barras tipo radss.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

El faseo se realiza en los bloques de pruebas de protección diferencial, insertando el “dedo tonto” en los mismo, en los puntos asignados para el paso de corrientes, correspondientes a los TC’s bajo prueba. Con las mediciones que se realicen de magnitud y ángulo, es posible compararlos, de manera que ambas magnitudes sean iguales y opuestas entre sí 180° . Estos ángulos son relacionados con un voltaje de referencia en el fasómetro.

La prueba de fase previa a la energización puede realizarse también mediante la inyección de voltaje trifásico de 220VCA en el lugar del TC de alta carga en serie para

cada fase con su correspondiente resistencia de varga cerrando conexión de la estrella en el lugar donde se realiza el aterrizamiento de al 2ª L.T. de la Figura 43

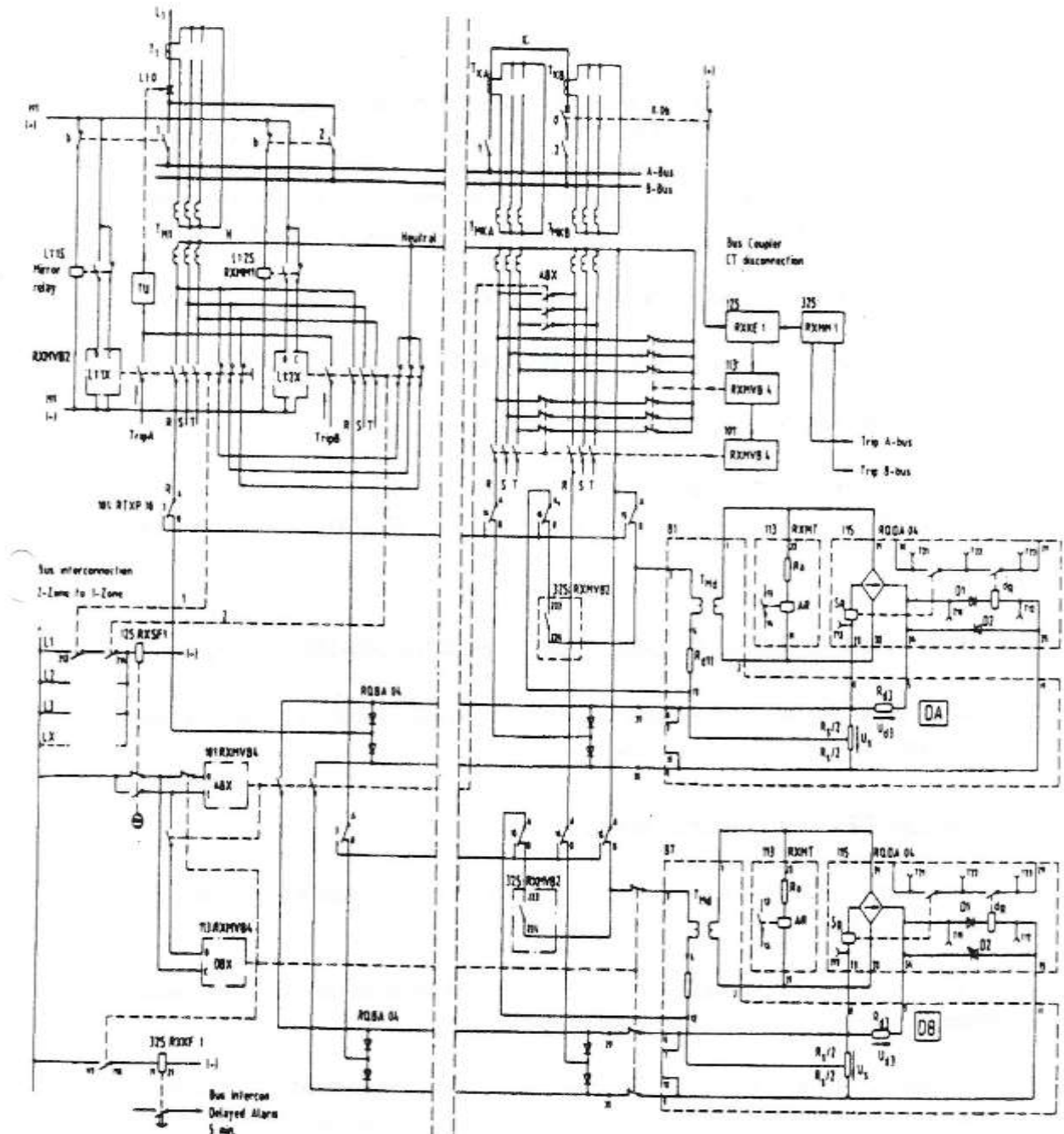


Figura 43. Esquema de protección diferencial de doble barra con switcheo a bus uno y a bus dos con interruptor de transferencia/amarre.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

4.1.6 Cálculos realizados para comprobar la correcta operación de la protección

Es conveniente revisar y medir los valores de las resistencias del relevador diferencial para poder determinar la pendiente del mismo y poder realizar la comprobación de los valores de operación del relevador diferencial. Esto es para cada fase de cada esquema de protección diferencial. Estas resistencias son, R_s , R_{d3} y R_{d11} , así como la relación de transformación del TC auxiliar TMd, el cual es normalmente 10.

CALCULO DE LA PENDIENTE DEL RELEVADOR DIFERENCIAL.

$$S = \frac{R_s}{n d \times R_d + R_s / 2} \times 100 \text{ Ec. No 9}$$

$$S = \frac{2 \times 7.3}{10 \times 1.1 + 7.3} \times 100 = 80.0\% \text{ Ec. No. 10}$$

NO OPERACIÓN DE LA PROTECCION ANTE FALLAS EXTERNAS AL BUS, CON TC's SATURADOS.

El caso más crítico es cuando se presenta una falla a la salida de la L.T., en la que se saturan los TC's principales o auxiliares. Para tal saturación, no habrá operación en falso de protección si se cumple la ecuación siguiente de equilibrio.

$$R_{LX} < \frac{S}{1-S} \times R_{dt} \text{ Ec. No. 11}$$

$R_{d3} = 1.1 \text{ Ohms}$

$R_{d11} = 3.5 \text{ Ohms}$ ($R_{d11} \text{ total} = 34 \text{ Ohms}$)

$R_s = 7.3 + 7.3 = 14.6 \text{ Ohms}$ ($R_s \text{ total} = 22 \text{ Ohms}$)

$R_a = 20 \text{ Ohms}$. Resistencia del relevador de alarma

$R_M = 26.86 \text{ Ohms}$. Imp. De los TC's TCx en corto circuito

Rmd = 35.0 Ohms. Imp. Del T.C. TMd en corto circuito.

nd = Relación del T.C. TMd = 10

RdT = $nd^2 \times Rd3 + Rmd + Ra + Rd11 = 10^2 * 1.1 + 35 + 20 + 3.5 = 168.5$ Ohms.

RTCX = Relación de los TC's auxiliares (todos)= 10

RLX= Resistencias secundarias del TC saturados (0.4 Ohms) + Resistencias del cableado de control. (1 Ohm) + Resistencia del transformador auxiliar (26.86 Ohms) + Resistencias de algún elemento conectado en el mismo circuito secundario de TC's. visto desde el lado secundario = $10^2 * (0.4 + 0) + 26.86 = 166.86$ Ohms

$$RLX < \frac{S}{1-S} \times RdT$$
$$166.86 < \frac{0.8}{1-0.8} \times 168.5 \text{ Ec No. 12}$$
$$166.86 < 674.00$$

De manera que:

Cumpléndose la condición de estabilidad para fallas externas.

Cuando no se cumple esta condición, será necesario aumentar la resistencia total del circuito diferencial RdT por medio de la resistencia Rd11, la cual es variable, hasta 34 Ohms, así como aumentando la pendiente S por medio de la resistencia Rs/2, de 7.3 a 8.15 (S = 0.8 a S = 0.85). Lógicamente, al aumentar la pendiente, se reduce la sensibilidad del relevador.

OPERACIÓN DE LA PROTECCION ANTE FALLAS DE POCA APORTACION.

RTCP= Relación de transformación de los TC's principales (todos) = $600/5 = 120$

RTCX= Relación de transformación de los TC's auxiliares (todos) = 10

Corriente diferencial mínima de operación, correspondiente al elemento de arranque I = 0.9 Amp, en el relevador 87B.

Corriente secundaria: $0.9 \times RTCX = 0.9 \times 10 = 9$ Amp.

Corriente primaria: $9 \times RTCP = 9 \times 120 = 1080$ Amp.

CORTÓ CIRCUITO MINIMO EN EL BUS DE KNP-115

Enlaces principales

KNP- 73550- SUR

KNP- 73560- SUR

KNP- 73370- VAD

KNP- 72010- ATI

KNP- 72020- AT2

Falla 1Φ	Falla 3Φ	Amp	Observación
	6,553		72010 Fuera
	5,750		72010 Fuera 72020 Fuera
	2,416		73550 Fuera 73560 Fuera
	816		72010 Fuera 72020 Fuera 73550 Fuera 73560 Fuera

La falla alimentada por el lado VAD-115 exclusivamente, ocasiona un corto circuito tan pequeño que no permitirá la operación de la protección 87B de KNP-115. Este es el único caso en que la protección 87B no opera. Difícilmente se presentara y si se presentara, la protección de la L.T. libraría perfectamente la falla. Para fallas en Bus,

alimentadas de algún otro Bus en forma radial, los valores de C.C., son mayores por lo que protección opera correctamente si se requiere.

Con la entrada futura próxima de los enlaces completos, las aportaciones para fallas en el Bus KNP-115 aumentarían. Por lo tanto esto nos indica que la unidad de arranque debe quedar en servicio. Cuando ante una falla de corto circuito máximo, el valor de la corriente de arranque es mayor, es necesario poner By-pass el contacto del relé de arranque.

Relevador	Fase/ Medición	Ut3 Volts. C.A	Id1 mA. C.A	Ud3 Volts C.D	Us3 Volts C.D	Ur1 Volts C.D
Alarma	R (fase A)	19.1	28.0			
	S (fase B)	19.0	27.1			
	T (fase C)	19.0	27.6			
Diferencial (dR)	R (fase A)	120	476	4.79	-3.63	1.16
	S (fase B)	112	436	4.37	-3.24	1.13
	T (fase C)	128	513	5.18	-3.99	1.19
Arranque (sR)	R (fase A)	205	563	8.79	-6.89	1.90
	S (fase B)	206	556	8.46	-6.71	1.98
	T (fase C)	207	868	8.84	-7.01	1.84

TABLA No3. Tabla de pruebas del relevador diferencial de barras (87B) tipo radss.

CAPACIDAD DE CARGA DEL CIRCUITO DIFERENCIAL (RESISTENCIAS)

Comprobación que la capacidad de conducción de corriente de las barras no afecten el límite térmico de las resistencias del esquema 87B ($R_s/2$)

La máxima capacidad de conducción de la S.E. de 115 KV está muy arriba de la capacidad del circuito diferencial de protección. Si consideramos 200 MVAs, capacidad máxima de Transformación, la cual está arriba de las condiciones normales de flujo en el bus de 115 KV:

Corriente Max. Secundaria:

Dónde: $RTC = 120$ y $RTCX = 10$

Para una corriente máxima del Relevador de 4 Amp. Secundarios.

CAPITULO 5
METODO PROPUESTO

5.1 Protección diferencial digital de bus marca SEL 487B

En el departamento de Protección y Medición necesita dar un cumplimiento inmediato con respecto al sistema de protección diferencial de barras, ya que requiere de varias herramientas para poder desempeñar bien mi trabajo. Para poder desarrollarlo fue necesario estudiar manuales de varios relevadores, interpretación de diagramas, simbología, manuales de seguridad e higiene, así como el reglamento de operación de subestaciones. De tal forma que el estudio constante y las herramientas que adquirí durante mi formación profesional me ayudaron a desarrollar las siguientes actividades:

- Pruebas de relación y saturación a transformadores de corriente.
- Faseo de señales de corriente y voltaje a líneas de transmisión de 115 KV.
- Mantenimiento a registradores de fallas de líneas de transmisión de 115 KV.
- Pruebas de operación a esquema de protección de líneas de 115 KV.

Protección de distancia. 21/21N

Protección comparación direccional de línea. 85L

Protección sobre corriente direccional. 67N

Protección de falla de interruptor. 50FI

- Pruebas de alarmas locales y remotas de Interruptor.
- Pruebas de alarmas digitales de operación de relevadores.
- Calibración de transductores.
- Pruebas de faseo a medidores de líneas de 115 KV.

La modernización de la protección diferencial estática a protección diferencial digital de barras de 115 KV, en donde me encargue de supervisar la ingeniería del proyecto y la puesta en servicio de la protección diferencial de 115 KV.

Aquí tuve que corroborar la información mostrada en los diagramas, haciendo un levantamiento de las señales de corriente que son suministradas al relevador para su operación, encontrándome con polaridades de circuitos invertidas desde los diagramas hasta en los gabinetes centralizadores de corriente, se propuso el cambio de conductor ya que el cable de control existente tenía más de 20 años de servicio, se coordinaron estos trabajos desde el tendido del cable hasta la conexión de los mismos en las tablillas de los gabinetes centralizadores y el tablero de control.



Figura 44. Protección diferencial digital de bus marca SEL 487B.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

CAPITULO 6
RESULTADOS

6.1 Descripción del relevador SEL 487B instalado en la subestación de malpaso uno de 115kv

El relevador SEL 487B que se instaló en la Subestación Eléctrica Malpaso Uno, contiene una gran variedad de funciones, aunque cabe mencionar que por el esquema de protección implementado solo se utilizó la función 87B, algunas de las funciones adicionales son:

Protección diferencial de barras (87B)

Protección de tensión (27/59)

Protección contra falla de interruptor (50FI)

Protección de sobrecorriente (50/51)

6.1.1 Diagramas de conexión y panel frontal

En la Figura 45, se muestra el panel frontal donde se encuentran los botones de control del relevador, así como también el display y los led de indicación de alarmas.

El diagrama del panel posterior muestra contactos de salida estándar en los terminales de la tarjeta adicional de entradas / salidas como se muestra en la Figura 45.





Figura 45. Diagrama de panel frontal y posterior del relevador SEL 487B.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

El esquema utilizado para la protección de comparación direccional con el relevador SEL 487B cumple con la especificación de Comisión Federal de Electricidad V6700-62.

En la figura 46, se dibuja el esquema de protección del relevador SEL 487B utilizado como protección diferencial de barras (87B) que es adecuado para el arreglo de la subestación de barra sencilla con interruptor de amarre.

Se dibuja el alambrado de las señales analógicas de corrientes para implementar la función (87B), para cubrir el requerimiento de las 9 bahías fue necesario implementar el esquema con dos relevadores (cada uno con 18 entradas de corrientes) dando un total de 36 entradas de corrientes, de las cuales solo se utilizaron 27 (tres entradas por bahía), se conectan las fases A y B en un relé y la fase C en el sobrante, ver figura 46.

Debido a que la barra a proteger contiene dos interruptores de acople se considera necesario implementar la protección diferencial con dos zonas de protección, una zona para disparar la nueva barra y un interruptor de acople y otra zona para proteger la conexión entre los dos acoples sin necesidad de desconectar toda la barra.

Dentro del esquema de protección se considera necesario implementar los disparos y bloqueo sosteniendo a través de un relevador 86B y un relevador para disparo por falla de interruptor de cualquier bahía el cual para este caso es un 86BU.

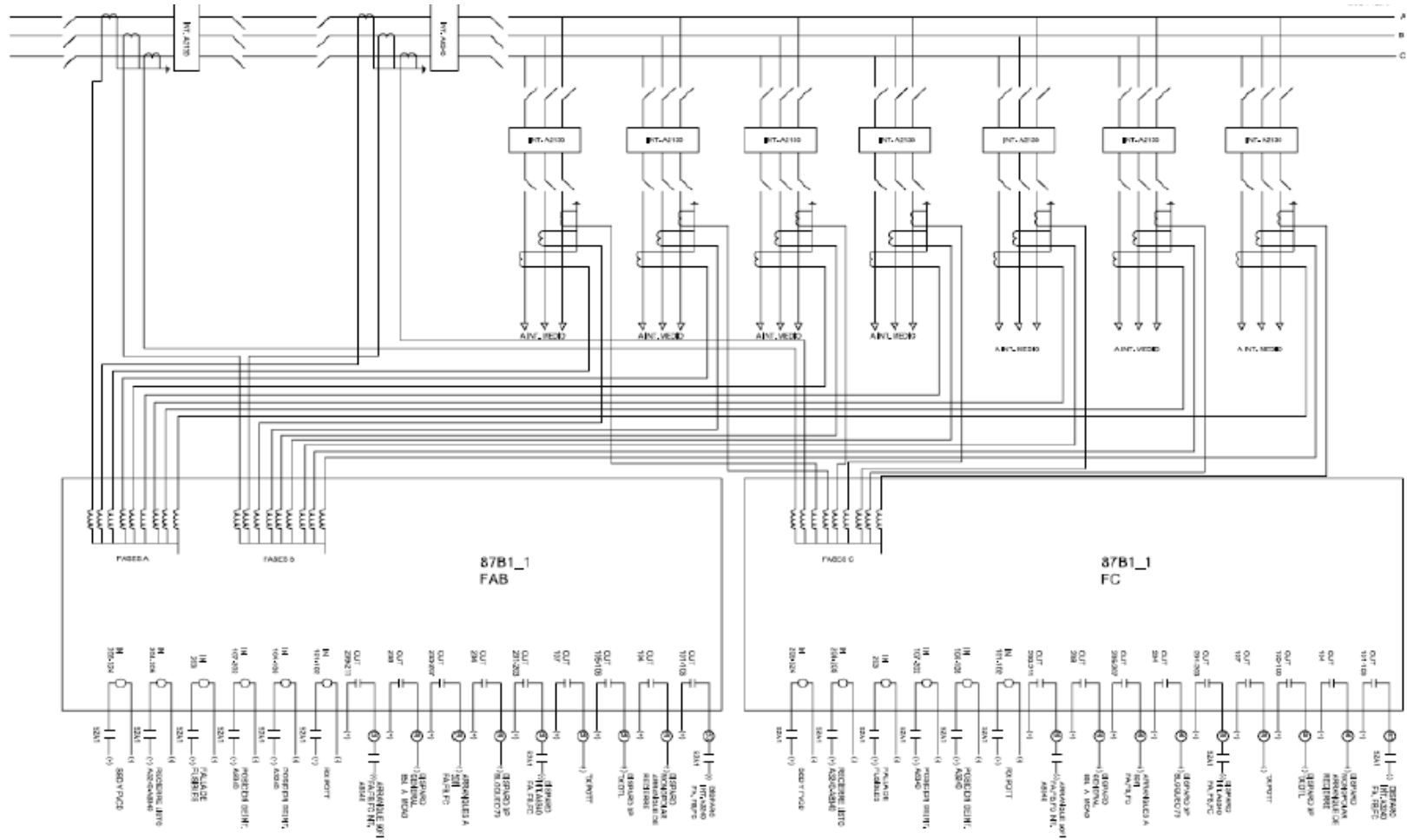


Figura 46. Alambrado del esquema de protección del relevador SEL 487B implementado en la subestación Malpaso uno como protección diferencial de barras en 115KV.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

6.1.2 Ajustes y programación del relevador SEL 487B.

Para realizar la configuración de ajustes de protecciones y programación del relevador SEL 487B es indispensable tener en cuenta que para ello debemos conocer el método de configuración del relevador mediante el software de configuración ACSELerator QuickSet SEL-5030 Software, debido a esto, a continuación se describe desde el procedimiento de comunicación con el relevador SEL 487B hasta carga de ajustes de protección y configuración de entradas y salidas binarias del relé implementado para el esquema de línea en 115KV en la Subestación eléctrica Malpaso Uno (MPU) acorde a la figura 46.

El primer requerimiento es tener instalado en una PC el software ACSELerator QuickSet SEL-5030 y el controlador de relé SEL 487B para poder establecer la comunicación PC-RELEVADOR. Una vez instalado el software en la PC, es necesario un cable de comunicación RS232 con la siguiente configuración.

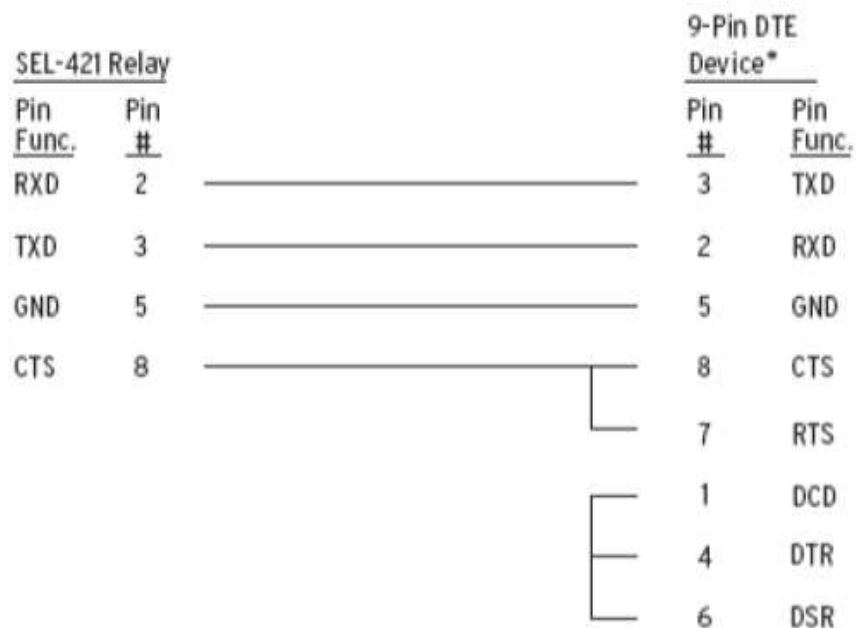


Figura 47. Conexión entre PC y relevador mediante el cable RS232 con la configuración mostrada.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

A continuación se describen los ajustes principales para las funciones de protección que se implementaron en el SEL 487B, ver tabla 4

NOMBRE DE AJUSTE	DESCRIPCION	COMENTARIO
8901 N/O CONTACT INPUT- DS01= IN201 8901 N/C CONTACT INPUT – DS01= IN202 89ALP01 DS01 ALARM PICKUP DELAY = 300 CYC	Se direcciona la posición de cuchillas a una entrada para cuando se encuentra abierta. El tiempo de pickup definido con 89ALP01 es e periodo transitorio en el que debe mantener la cuchilla entre abierta y cerrada, al hacer un movimiento de la cuchilla. También opera la cuchilla en progreso con 89OIP01.	Cada posición se asigna a una entrada y en los a ALIAS se asigna el nombre de cada cuchilla.
ZONE CONFIGURATION PTR01 PTR1=2000 PTR2=2000 PTR3=2000 CURRENT TRANSFORMER RATIOS CTR01 CURRENT TRANSFORMER RATIO I01.....I18	Relación de transformación de potenciales y Corrientes.	Normalmente se usa para 115KV 1000/1, en 230KV 2000/1 y en 400KV 3500/1. La relación de transformación de corriente IO1 se debe asignar de acuerdo con el nombre de alias.
TERMINAL BUS-ZONE CONNECTIONS BLOCK 1 TERMINAL I01 BUS- ZONE BUS_1 BZ1 CONNECT I01-BZ1 “Y” POLARITY I01-BZ1	Conexión de la corriente de la fase A de la terminal IO1. Se define que el bus 1 es BZ1. Se pregunta si la corriente IO1 está conectada al BUS 1”y”	Se tiene que definir como están conectadas las 18 corrientes en el módulo SEL 487B
I01BZ1V TERMINAL TO BUS CONNECTION LOGIC	Lógica de conexión de la terminal al BUS 1: si es el caso de Bus principal Bus auxiliar con interruptor de amarre, la conexión al BUS1 se define como: 89A01 AND PB1_LED AND NOT PB4_LED	Esto indica que la cuchilla 89A01 esté cerrada hacia el Bus 1 y que la protección este habilitada en servicio con el botón PB1 y que no esté en modo prueba
BLOCK 2 TERMINAL I01 BUS- ZONE BZ2 BUS-2 CONNECT I01_BZ2	Lógica de conexión de la terminal al Bus2: si es el caso de bus principal y auxiliar con interruptor de amarre, la conexión define al Bus 2 como: 89A02 AND PB1_LED AND NOT PB4_LED	Esto indica que la cuchilla 89A02 o la de transferencia 89A03 estén cerradas hacia el Bus 2 y que la protección este habilitada en servicio con el botón PB1 Y que no esté en modo prueba con el botón PB4
POLARITY I01-BZ2 P	Mediante este ajuste se define la interconexión entre los buses 1 y 2	

I01BZ2V TERMINAL TO BUS CONNECTION LOGIC 89A02 OR 89A03 AND PB1_LED AND NOT PB4_LED	Mediante este ajuste se define la interconexión de buses. Cuando ambas cuchillas la de bus 1 y bus 2 y los buses están interconectados por cuchillas	
ZONE SUPERVISION E87ZSUP DIFERENTIAL ELEMENTE ZONE	Supervisión de zona del elemento diferencial. En este se ajusta habilitarse o no	La supervisión de zona es para supervisar los buses como todo y ayuda a detectar alguna anomalía en la sumatoria de corrientes.
SUPERVISION (Y,N) Y Z1S ZONE 1 SUPERVISION DIFF_EN	Se habilita la función de supervisión de zona 1 al estar la protección diferencial de barras en servicio	
Z2S ZONE SUPERVISION DIFF_EN	Se habilita la función de supervisión de zona 2 al estar la protección diferencial de barras en servicio	
FACTORES DE NORMALIZACION DE CORRIENTE TAP01=5 TAP02=5 TAP18=5	El cálculo de TAP es: TAP= (RTC MAYOR X 5) RTC MENOR	
S87P	Corriente de pick-up del elemento sensible	Se recomienda por valores bajos para mayor sensibilidad de la protección
87STPU	Temporizador del elemento sensible	Como este temporizador se define el tiempo en que el elemento sensible debe permanecer operado para enviar el bloque del elemento diferencial
087P	corriente de pick-up del elemento diferencial restringido	
ECSL	Lógica de seguridad en el interruptor de amarre de buses	
ETOS	Terminales fuera de servicio	
TRIP LOGIC	Lógica de disparo	
ULTR1, ULTRn	Función para sellar el disparo	
TDURD	Tiempo que dura el disparo en ciclos	
PROTECTION LOGIC 1 PLT01S= PTC02Q AND NOT DIFF_EN # DIFERENTIAL ENABLED	PROTECTION LATCH BIT que habilita que la protección este en servicio al estar en modo	

	On con un tiempo de salida determinado por PCT02Q	
PLT01R = PB1_PUL AND DIFF_EN	Boton que deshabilita la protección al estar la protección el LATCH BIT EN OFF	
OUT101.....205	Se configuran las salidas de acuerdo a los disparos se van a enviar	
LED 1..... LED 16	Tienen la programación de fábrica, la cual se recomienda se conserve	
SER POINTS	Mediante el SER elegimos que señales nos interesen monitorear	
EVENT REPORTING LER= 15 PRE=1 LER=15 PRE=1	Longitud del evento en ciclos Longitud de la prefalla en ciclos Longitud del evento en ciclos Longitud de la prueba en ciclos	
EVENT RECORDING	Estas son las señales que deseamos que se activen en el registro oscilografico	

6.1.3 Pruebas de protección a la protección digital diferencial de barras SEL 487B

Las pruebas realizadas a la protección SEL 487B se realizó acorde a las funciones de protección implementadas, se utiliza el equipo de prueba de relevadores OMICRON CMC 256-6 y se utilizan los módulos DIFFERENTIAL y Quick CMC, realizar el faseo de las corrientes y potenciales.

Antes de iniciar las pruebas correspondientes de protecciones es necesario realizar la integración de los PCYM con el equipo primario, la integración se refiere a verificar el alambrado de patio hacia la caseta de control (sección donde se encuentran los

PCYM). Dentro de los procedimientos que se realizan en la integración son los siguientes:

Verificar los circuitos de disparo. Se refiere a los disparos por fase de los interruptores y verificar en campo que la operación del relevador de protección ha disparado la fase correcta.

Verificar las alarmas y retro avisos de interruptor de potencia. Se refiere a verificar que las alarmas y bloqueos de interruptor lleguen correctamente al MCAD controlador de bahía, entre las alarmas más comunes en una subestación encapsulada destacan, posiciones de interruptor y cuchillas, posición en local/remoto, monitoreo de tensión circuito de fuerza interruptor y cuchillas, pérdida SF6, bloqueo por pérdida SF6, resorte descargado, alarma emergencia, sistema de gas, etc.

Verificar los disparos transferidos al gabinete a todas las bahías tales como los disparos y bloqueos (86B).

Verificar cuidadosamente los interdisparos, es decir los disparos y señales entre gabinetes PCYM tales como son los disparos y, arranques de recierre, arranques de sincronismo, etc. Bloqueos (86BU).

Para realizar las pruebas de protección diferencial utilizamos el Módulo OMICRON CMC 256-6. El relevador SEL 487B se realizan las pruebas de umbrales de disparo para cada una de las bahías, tales pruebas se realizaron mediante una rampa de incrementos de corriente hasta llegar al disparo, ver figura 48.

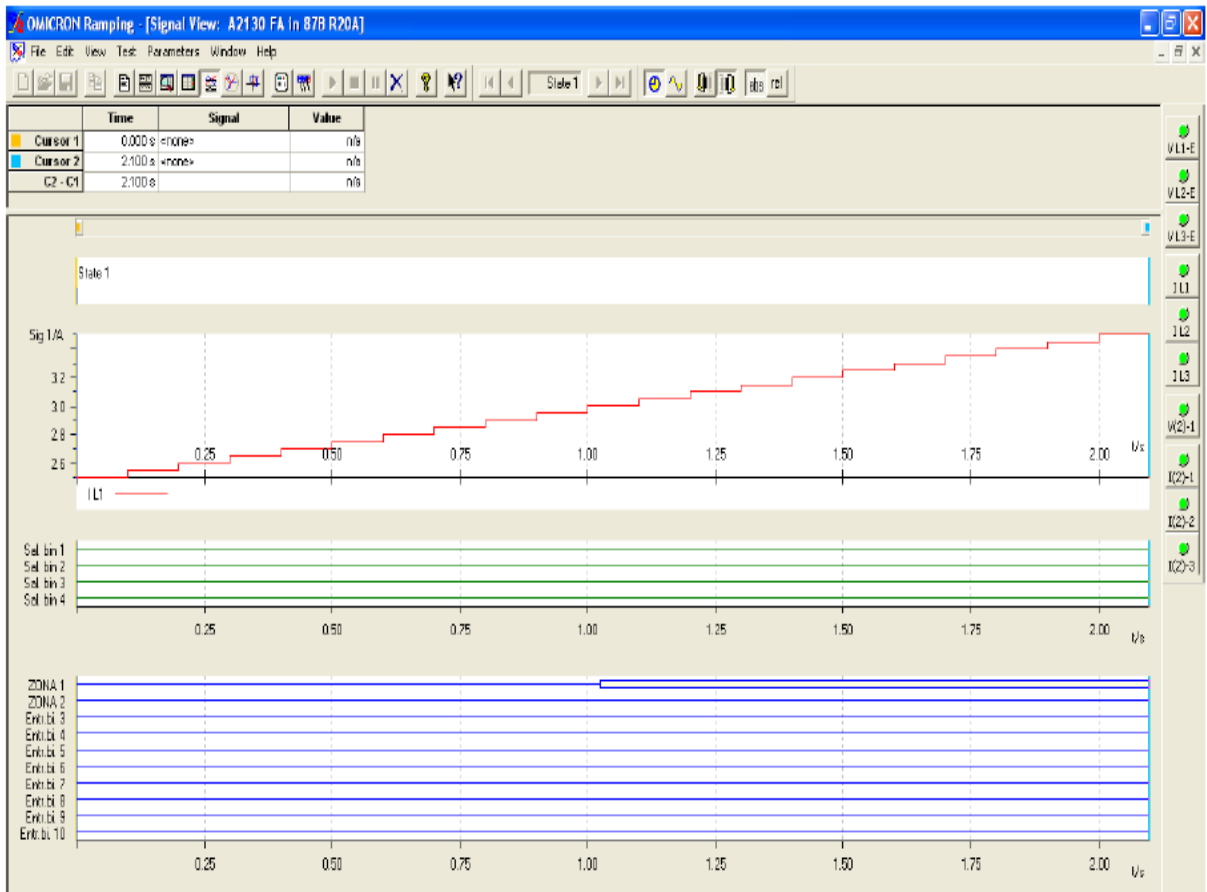


Figura 48. Rampa para probar el umbral de disparo de cada bahía.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

Otra pruebas sobresaliente para este esquema de protección fue simular una falla en zona uno y verificar los disparos a todas las bahías y un acople, posteriormente simular una fallas en zona 2 y verificar el disparo únicamente en el acople mientras que las demás bahías quedan dentro de operación. Ver figura 49.

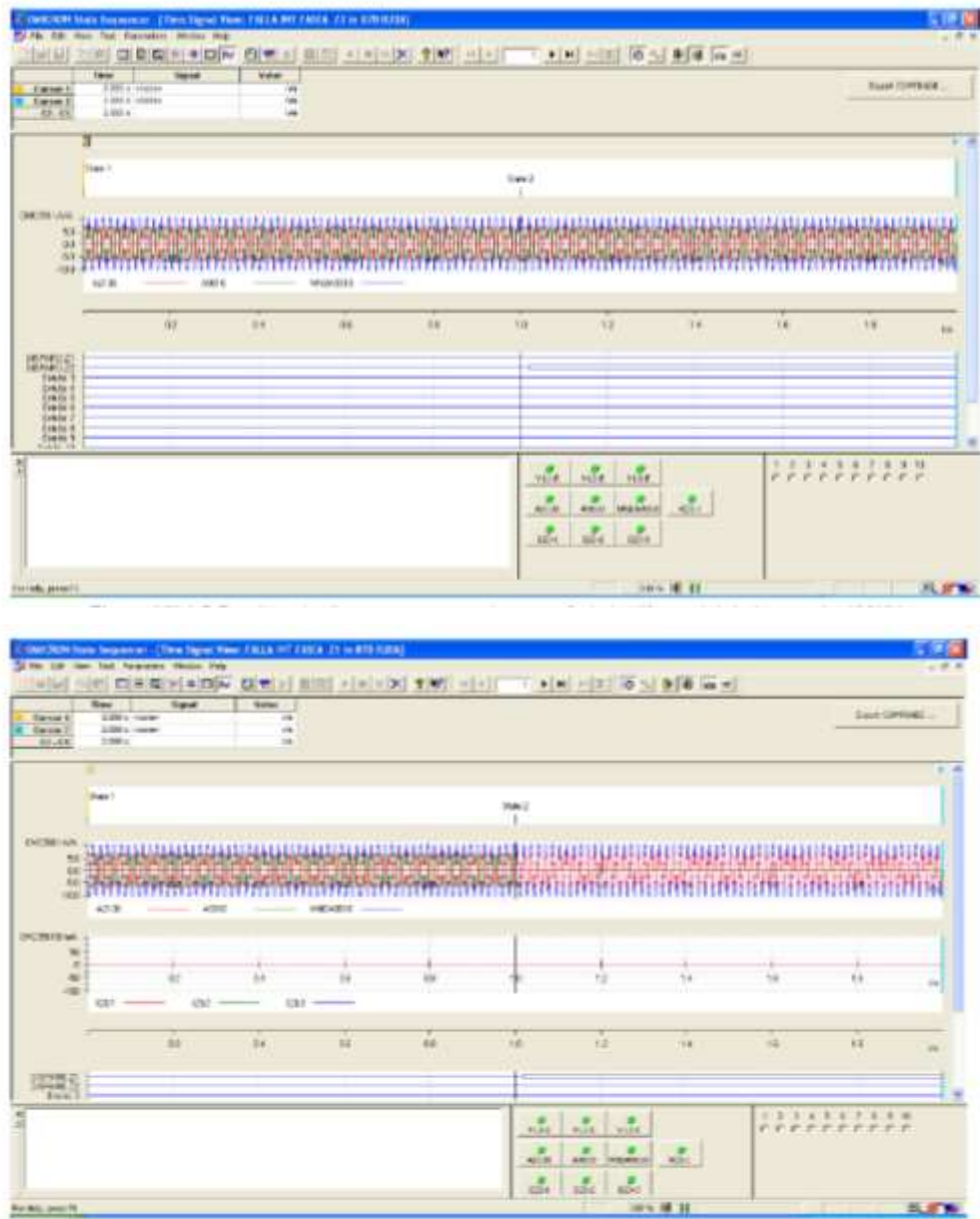


Figura 49. Pruebas de disparo para zona 1 y zona 2 de la diferencial de barras de 115KV.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

Otra de las pruebas claves para asegurar la correcta operación del esquema de protección diferencial de barras es generar la característica de operación para la pendiente 1 de 60% y 2 de 80% y realizar la búsqueda de puntos de prueba dentro y

fuera de la pendiente, en la figura 50, se muestran las pruebas de pendiente realizadas para las diferencial de barras de 115KV S.E Malpaso Uno MPU.

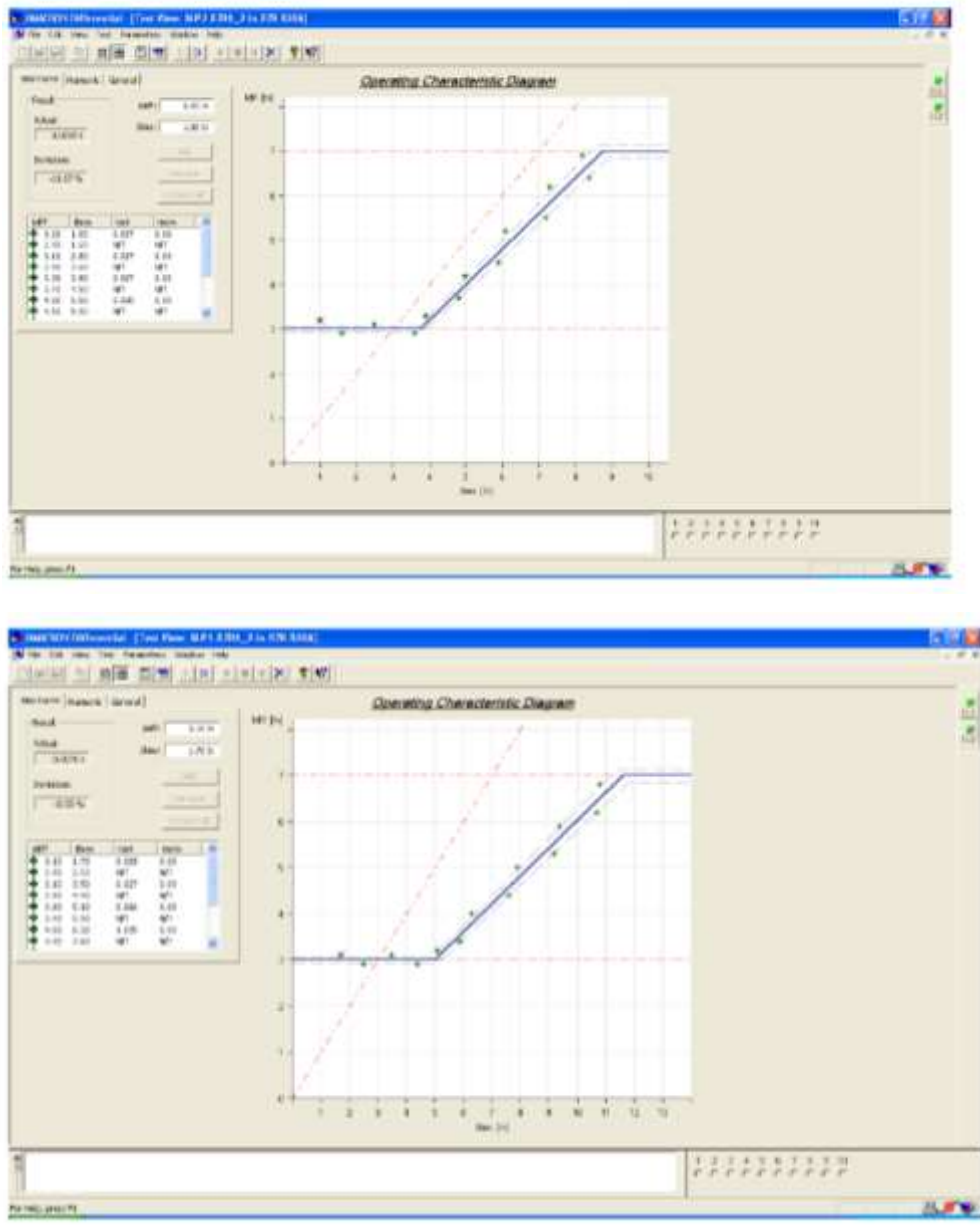


Figura 50. Pruebas realizadas de pendiente a 60% y 80% de la diferencial de barras SEL 487B

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

CAPITULO 7
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSION

El constante crecimiento en la demanda de energía eléctrica en nuestro país y el compromiso de la empresa suministradora de energía (CFE) de tener menos interrupciones del servicio eléctrico, ha obligado a esta modernizar sus subestaciones en cuanto a equipo primario y a sus sistemas de protección y medición, de tal forma que se está llegando a tener el más moderno sistema de protección y control entre dispositivos electrónicos inteligentes.

Como en este caso se implementó la modernización de la protección diferencial de barras de la bahía de 115 KV de la subestación Malpaso Uno, operaban relevadores diferencial de barras operado por voltaje (marca, ABB, tipo Radss), por cual tomo la decisión la empresa de sustituirlos por relevadores diferencial digital de barras SEL 487B.

BIBLIOGRAFIA

1. Libro de Subestaciones Eléctricas (Jesús Transhorras Montecelos)
2. Manual de protección de transformadores y protección de barras (Comisión Federal de Electricidad)
3. Manual SEL 487B Protección Diferencial de Barras
4. Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia para Ingenieros (SEL University)
5. Protecciones de Sistemas Eléctricos (Samuel Ramírez Castaño) Primera Edición

ANEXOS



Anexo 1



Anexo 2



Anexo 3