

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**REVISIÓN DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRA
EN LAS SUBESTACIONES DE 69 KV DE CORPOELEC REGIÓN
CAPITAL**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Caballero Franklyn
para optar al título de
Ingeniero Electricista

Caracas 2014

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

REVISIÓN DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRA EN LAS SUBESTACIONES DE 69 KV DE CORPOELEC REGIÓN CAPITAL

Prof. Guía Ing. Rafael Malpica
Tutor Industrial Ing. Yand Blanco

Presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Caballero Franklyn
para optar al título de
Ingeniero Electricista

Caracas 2014

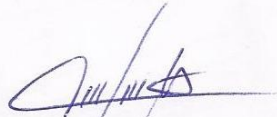
CONSTANCIA DE APROBACIÓN

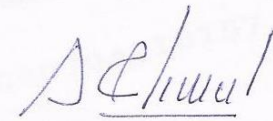
Caracas, 08 de mayo de 2014


Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Eléctrica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Franklyn J. Caballero H., titulado:

**“REVISIÓN DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRA EN LAS
SUBESTACIONES DE 69 KV. DE CORPOELEC REGIÓN CAPITAL”**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Electricista en la mención Potencia, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.


Prof. José Mora
Jurado


Prof. Antonio Clemente
Jurado


Prof. Rafael Malpica
Prof. Guía

Caballero H., Franklyn J

**REVISIÓN DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRA EN
LAS SUBESTACIONES DE 69 KV DE CORPOELEC REGIÓN
CAPITAL**

Profesor Guía: Ing. Rafael Malpica. Tutor industrial: Ing. Yand Blanco Tesis. Caracas. UCV. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Eléctrica. Ingeniero Electricista. Opción: Potencia. Institución: Centro de servicios el Marques, Corpoelec región capital. 2014. 97 hojas + Anexos.

Palabras Claves: Relé Diferencial, Barra, Transformador de corriente, Subestación, Corriente de Falla, Tensión de Ajuste, Protección de Alta Impedancia.

Resumen: Este trabajo tiene como finalidad principal realizar la revisión de las protecciones diferenciales de barra existentes en las subestaciones de 69 kV de Corpoelec Región Capital. Para tal finalidad se hizo un estudio sobre la filosofía de protecciones de la Empresa para tener conocimiento de los tipos de protecciones que existen en el sistema de transmisión y a su vez se realizó un levantamiento de información suministrada en cuanto a tipos y modelos de relé diferencial de barra, estudiando sus principios de operación y criterios de ajustes; así se procedió a realizar una herramienta en Excel que permitiera realizar la revisión de los ajustes. También se realizó una simulación en Digsilent Power Factory para estudiar un caso en particular en donde se presente una falla en barra de una subestación.

ÍNDICE GENERAL

CONSTANCIA DE APROBACIÓN	iii
RESUMEN	iv
ÍNDICE GENERAL	v
ÍNDICE DE FIGURAS	ix
ÍNDICE DE GRAFICAS	xiii
ÍNDICE DE TABLAS	xv
SIGLAS	xvii
INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO I	3
1. DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA	3
1.1 Historia	3
1.2 Misión	3
1.3 Visión	3
1.4 Estructura Organizativa	4
1.5 Gerencia Operativa de Transmisión	4
CAPITULO II	6
2. EL PROBLEMA	6
2.1 Planteamiento del Problema	6
2.2 Objetivos	7
2.2.1 Objetivo general	7
2.2.2 Objetivo específicos	7

CAPITULO III	8
3. MARCO TEÓRICO	8
3.1 Sistema de Potencia	8
3.2 Subestación	8
3.3 Equipos que integran una subestación	9
3.4 Clasificación de las Subestaciones	16
3.4.1 Clasificación por su construcción	16
3.4.2 Clasificación por su servicio	16
3.5 Topologías de las Subestaciones	17
3.6 Sistema de protección.....	18
3.7 Características de un sistema de protección	19
3.8 Diseño de los relés de protección.....	20
3.9 Zonas de protección	21
3.10 Estructura de un sistema de protecciones	22
3.11 Clasificación de los relés de protección	23
3.12 Reenganche o reconexión	24
3.13 Protección diferencial.....	24
3.13.1 Protección diferencial de barra.....	25
CAPITULO IV	36
4. MARCO METODOLÓGICO	36
4.1 Operación del Sistema de Protecciones de Corpoelec Región Capital	37
4.2 Recuperación del servicio de las barras en el sistema de transmisión de Corpoelec región capital asociados a la protección diferencial de barra	46

4.3 Subestaciones con nivel de tensión 69 kV que poseen protección diferencial de barra	49
4.4 Criterios a considerar al realizar la revisión de los ajustes de los relés diferenciales de barra en 69 kV en Corpoelec región capital	52
4.5 Diseño de la herramienta Excel	57
4.6 Simulación de un caso en Digsilent Power Factory	70
4.7 Propuestas a soluciones donde se incluyen reemplazo de equipos y de nuevas tecnologías	71
5. ANÁLISIS DE RESULTADOS	88
RECOMENDACIONES	90
CONCLUSIONES	92
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	93
BIBLIOGRAFÍA	95
ANEXO 1	98
ANEXO 2	101
ANEXO 3	109
ANEXO 4	155
ANEXO 5	156
ANEXO 6	157
ANEXO 7	163
ANEXO 8	166
ANEXO 9	169
ANEXO 10	170
ANEXO 11.....	174

ANEXO 12183
ANEXO 13185
ANEXO 14188

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Junta Interventora de Corpoelec	4
Figura 2: Esquema físico de una subestación	9
Figura 3: Diagrama unifilar de una subestación	9
Figura 4: Circuito equivalente de un transformador de corriente	10
Figura 5: Circuito equivalente simplificado	12
Figura 6: Circuito equivalente simplificado de un TC saturado	14
Figura 7: Esquemas de subestaciones	17
Figura 8: Esquema del sistema de protecciones	19
Figura 9: Esquema de un relé electromecánico	20
Figura 10: Esquema de un relé numérico	21
Figura 11: Esquema de zonas de protección	22
Figura 12: Esquema de un relé diferencial	25
Figura 13: Esquema de relé diferencial de barra	26
Figura 14: Esquema de relé diferencial en condiciones normales	26
Figura 15: Esquema de falla externa	27
Figura 16: Esquema de falla interna	28
Figura 17: Esquema de falla interna en relé diferencial de alta impedancia	29
Figura 18: Esquema de falla externa relé diferencial de alta impedancia	31
Figura 19: Cuadro comparativo de relé de baja y alta impedancia	35
Figura 20: Esquema de conexión de un relé diferencial de baja impedancia	35

Figura 21: Diagrama unifilar del sistema de transmisión Corpoelec región Capital	.38
Figura 22: Diagrama unifilar típico de subestación interruptor y medio y barra simple seccionada con barra de transferencia39
Figura 23: Diagrama de protecciones existentes en los equipos del sistema de potencia Corpoelec región Capital40
Figura 24: Diagrama unifilar de una subestación de distribución típica con llegada subterránea46
Figura 25: Unidad de lockout de barra (86B)47
Figura 26: Esquema de conexiones del lockout de barra (86B)48
Figura 27: Simulación de cortocircuito monofásico barra 1 de Boyacá 69 KV71
Figura 28: Simulación de cortocircuito trifásico barra 1 de Boyacá 69 KV71
Figura 29: Simulación del programa DPL72
Figura 30: Código del programa implementado72
Figura 31: Unidad de relé diferencial SEL 587Z77
Figura 32: Esquema de conexión del SEL 587Z78
Figura 33: Dispositivo relé GE B9080
Figura 34: Esquema de las funciones existentes en el relé B9081
Figura 35: Dispositivo Siemens 7SS6083
Figura 36: Esquema de conexión del relé 7SS6084
Figura 37: Equipo Relé SEL 487B86
Figura 38: Esquema de conexiones del SEL 487B86
Figura 39: Esquema de subestación barra simple98
Figura 40: Esquema de una subestación barra simple seccionada98
Figura 41: Esquema de subestación barra doble99
Figura 42: Esquema de subestación barra simple con barra de transferencia99

Figura 43: Esquema de subestación en anillo	100
Figura 44: Esquema de subestación interruptor y medio	100
Figura 45: Esquema de protección diferencial de barras para las subestaciones de 69 kV	101
Figura 46: Esquema de subestación de distribución 69/30 kV	102
Figura 47: Esquema de subestación de distribución 69/30 kV (Continuación)	103
Figura 48: Subestaciones de distribución 69/12,47 kV con barra de alta tensión – S/E Yaguara (transformadores 1 y 2)	104
Figura 49: Subestaciones de distribución 69/12,47 kV con barra de alta tensión – S/E Yaguara (transformador 3)	105
Figura 50: Subestaciones de distribución 69/12,47 kV con barra de alta tensión – S/E Trapichito	106
Figura 51: Subestaciones de distribución 69/8,3 kV con barra de alta tensión – S/E Trapichito	107
Figura 52: Subestaciones de distribución 69/12,47 kV alimentadas por cables en 69 kV.	108
Figura 53: Unidad varistor.	111
Figura 54: Unidades 87H, 87L y de señalización	113
Figura 55: Elementos y equipos que integran el relé PVD11	114
Figura 56: Vista posterior de las conexiones externas del relé PVD11	114
Figura 57: Diagrama de conexiones internas típico de un relé PDV11	115
Figura 58: Esquema de circuito de prueba	116
Figura 59: Esquema de conexiones externas simplificada para el relé PVD11	118
Figura 60: Conexiones externas AC para el rele SBD11	131
Figura 61: Esquema de falla externa en el relé SBD11	132
Figura 62: Esquemas de conexiones internas del relé SBD11 simplificado	133

Figura 63: Esquema de conexión de los TC's	137
Figura 64: Relé diferencial de barra SBD11A	140
Figura 65: Conexiones típicas internas	143
Figura 66: Esquema de conexiones típicas externas	144
Figura 67: Circuito simplificado para falla a tierra monofásica	146
Figura 68: Relé diferencial GE de alta impedancia PVD21	153
Figura 69: Perilla para la calibración de la unidad 87L	154
Figura 70: Unidades de ajustes del relé SBD11	171
Figura 71: TAP's de ajustes de tensión	172
Figura 72: Terminales de conexión del relé SBD11	172
Figura 73: Terminales de conexión del relé SBD11	173
Figura 74: Filosofía DPL	188
Figura 75: Interfaz en DPL.....	189
Figura 76: Definición de variables en DPL.....	189
Figura 77: Sintaxis de las operaciones en DPL	190
Figura 78: Ciclo o flujo en DPL	190

ÍNDICE DE GRAFICAS

Gráfica 1: Curvas de corriente primaria y secundaria ante la presencia de saturación de TC	13
Gráfica 2: Típica curva de excitación de transformador de corriente	14
Gráfica 3: Curva Característica de zona de operación de un relé de baja impedancia	34
Gráfica 4: Curva característica de operación diferencial	82
Gráfica 5: Curva característica de operación del relé 7SS60	85
Gráfica 6: Curva característica de corriente y tensión del varistor relé PVD11	111
Gráfica 7: Curva de obtencion del factor K del rele tipo PVD11	123
Gráfica 8: Curva de ajuste de 87H para $V < 350\text{ V}$	125
Gráfica 9: Curva de ajuste 87H para $V > 350\text{V}$	125
Gráfica 10: Curva de operación del relé CAG14	129
Gráfica 11: Típica curva de excitación de un TC	139
Gráfica 12: Curva de operación del relé en tensión	140
Gráfica 13: Curva de operación del relé en corriente	141
Gráfica 14: Curva de obtención del factor K	149
Gráfica 15: Curvas características del varistor	151
Gráfica 16: Curva para la obtención del ajuste 87H	152
Gráfica 17: Curva típica de saturación de un TC	153
Gráfica 18: Curva de tiempo de operación del relé PVD21	154
Gráfica 19: Corriente de cortocircuito	159
Gráfica 20: Curva de saturación 1200/5 para s/e's Tapias, Antimano y Tacagua	174

Gráfica 21: Curva de saturación para s/e's Guaira, Coche, Cota Mil y Curupao 69 kV	175
Gráfica 22: Curva de saturación para s/e's Pedrera, Magallanes, Boyacá, Junquito y Papelón 69 kV	176
Gráfica 23: Curva de saturación para s/e's San Antonio, Junko, Cortada Guayabo y Boulevard 69 kV	177
Gráfica 24: Curva de saturación para s/e's Convento y Panamericana 69 kV	178
Gráfica 25: Curva de saturación para s/e OAM 69 kV	179
Gráfica 26: Curva de saturación para s/e Arrecifes 69 kV	180
Gráfica 27: Curva de saturación para s/e Longa España 69 kV	181
Gráfica 28: Curva de saturación para s/e Palo Verde 69 kV	182

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Estructura Organizativa del Centro de servicio El Marques	5
Tabla 2: Ajustes actuales de los diferenciales de barra en S/E'S 69 kV	50
Tabla 3: Resultados de los ajustes realizados para S/E's 69 kV	63
Tabla 4: Ajuste de tensión 87L para S/E Curupao 69 kV	65
Tabla 5: Ajuste de corriente 87H para S/E Curupao 69 kV	66
Tabla 6: Ajuste de corriente mínima	66
Tabla 7: Tabla del modelo PVD11 utilizado para realizar los ajustes en la subestación Curupao 69 kV	67
Tabla 8: Ajustes de los parámetros de la Subestación Arrecifes 69 kV	68
Tabla 9: Ajuste del parámetro de tensión Subestación Guaira 69 kV	68
Tabla 10: Ajuste de corriente mínima Subestación Guaira 69 kV	68
Tabla 11: Cuadro comparativo de ajustes	69
Tabla 12: Data de resultados de la simulación monofásica	73
Tabla 13: Data de resultados de la simulación trifásica	72
Tabla 14: Resultado arrojado por el programa DPL	72
Tabla 15: Rangos de operaciones permitidas	109
Tabla 16: Rangos de la unidad de señalización del enrollado	110
Tabla 17: Valores recomendados para ajustes del relé PVD GE	120
Tabla 18: Ajustes recomendados para TC's tipo JS-2	121
Tabla 19: Requerimientos del transformador de corriente	127
Tabla 20: Rangos de corriente AC	134

Tabla 21: Rangos de corriente AC	141
Tabla 22: Valores de cortocircuito obtenidos para las S/E'S de 69 kV	160
Tabla 23: Valores de calibre y longitud de cable de TC para S/E 69 kV	163
Tabla 24: Imagen de tablas de la herramienta Excel	166
Tabla 25: Imagen de tablas de la herramienta Excel	167
Tabla 26: Imagen de tablas de la herramienta Excel	168
Tabla 27: Imagen de tablas de la herramienta Excel	168
Tabla 28: Valores C D y parámetros para calcular la resistencia interna del TC a 75°C	184
Tabla 29: Valores de corriente mínima de operación del parámetro de tensión para los modelos PVD y SBD	185

SIGLAS

EDC	Electricidad de Caracas.
IEC	International Electrotechnical Commission.
IEEE	Institute of Electrical and Electronic Engineers.
kA	kilo Amper.
kV	kilo Voltio.
MVA	Megavoltio Amper.
S/E	Subestación.
TC	Transformador de corriente.
RTC	Radio del transformador de corriente.
CC	Corriente continua
Vdc	Tensión directa
IACS	International Annealed Copper Standard
TAP	Parámetro de ajuste de tensión y/o corriente

INTRODUCCIÓN

Corpoelec es la empresa prestadora del servicio eléctrico en Venezuela y está adscrita al Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica (MPPEE).

En la ciudad de Caracas existe un gran número de subestaciones y líneas de transmisión en 69 kV que forman un anillo y alimentan a todas las subestaciones de distribución de la Gran Caracas. En dichas instalaciones existe la protección diferencial de barra (87B), la cual resguarda la integridad de las barras colectoras donde entran y salen los circuitos trifásicos de potencia, esta protección en su mayoría es del tipo de alta impedancia, aunque recientemente se han instalado del tipo de baja impedancia; pese a esto se debe hacer una revisión general de los ajustes en base a los cambios en el sistema de potencia debido a la inclusión de nuevas plantas de generación que ocasionarían el aumento de los niveles de cortocircuito.

Los ajustes referentes a este tipo de protección se han realizado en forma manual en revisiones anteriores, debido a esto surge la necesidad de implementar o diseñar una herramienta computacional que permita realizar la revisión de los ajustes de forma rápida y precisa; para este trabajo de grado se diseñará una herramienta Excel que permita hacer esta revisión, en donde estén contemplados ecuaciones, tablas, gráficas y condiciones de operación enunciadas en los manuales de los modelos de relés existentes en el sistema de transmisión de 69 kV. A su vez, se realizará un levantamiento de información con respecto a niveles de cortocircuito, resistencia de cables y devanado secundario de los TC's, entre otros, que sean necesarios para realizar la revisión de los ajustes de la protección diferencial de barra; adicionalmente se realizarán simulaciones con el programa Digsilent para certificar los cálculos de los ajustes realizados por la herramienta Excel diseñada.

Al obtener los ajustes que se realizarán por medio de la herramienta Excel a diseñar, se procederá a compararlos con los ajustes existentes realizados por la Empresa; que servirán como base para la propuesta de recomendaciones y soluciones; no solamente en el cambio de ajuste, sino también en el cumplimiento de las condiciones de operación estipulados en los manuales de lo relés diferenciales de barra existentes y en la substitución de estos por relés de tecnología numérica.

CAPITULO I

1. DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA

1.1 Historia

Corpoelec, Empresa eléctrica socialista, adscrita al Ministerio popular para la energía eléctrica, es una institución que nace con la visión de unificar al sector eléctrico venezolano a fin de garantizar un servicio confiable, incluyente y con sentido social. Corpoelec se crea mediante decreto presidencial en julio de 2007, cuando el presidente de la República, Hugo Rafael Chávez Frías, establece la reorganización del sector eléctrico nacional con el fin de mejorar el servicio eléctrico en todo el país.

1.2 Misión

Desarrollar, proporcionar y garantizar un servicio eléctrico de calidad, eficiente, confiable, con sentido social y sostenibilidad en todo el territorio nacional, a través de la utilización de tecnología de vanguardia en la ejecución de los procesos de generación, transmisión, distribución y comercialización del sistema eléctrico nacional.

1.3 Visión

Ser una Corporación con ética y carácter socialista, modelo en la prestación de servicio público, garante del suministro de la energía eléctrica con eficiencia, confiabilidad y sostenibilidad.

Desde que se publicó el decreto de la creación de CORPOELEC, todas las empresas del sector eléctrico (EDELCA, LA EDC, ENELBAR, CADAFE, ENELVEN, ENELCO, ELEBOL, SENECO, ENAGEN, CALEY, CALIFE, GENEVAPCA Y TURBOVEN), trabajan en conjunto para atender el servicio y avanzar en el proceso de integración para garantizar la transición armoniosa del sector.

1.4 Estructura Organizativa

En la siguiente figura (figura1) se muestra la estructura organizativa que está formada por la junta interventora que a continuación ilustra los cargos a sí como las personas que están en los mismos.

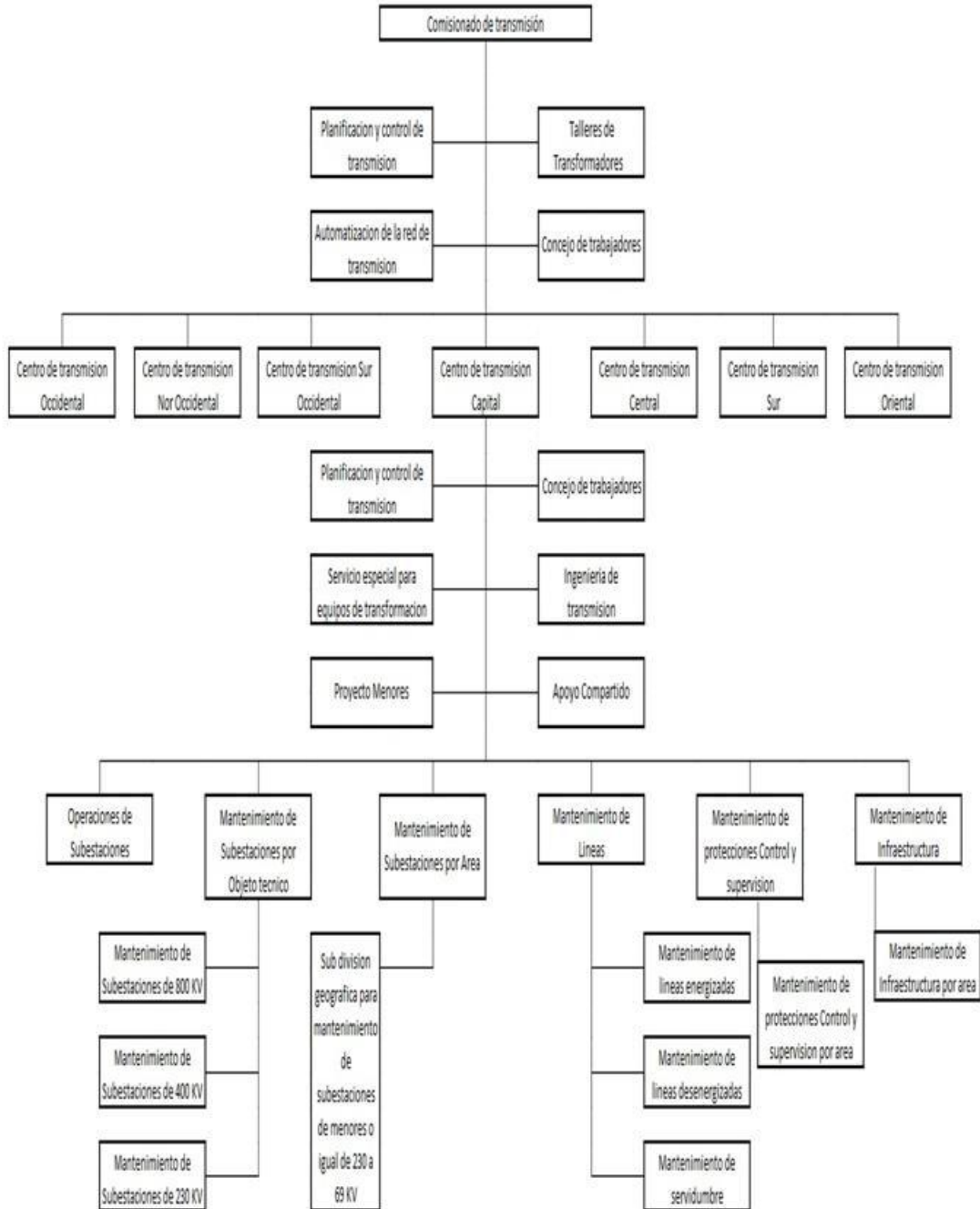


Figura 1: Junta Interventora de Corpoelec

1.5 Estructura organizativa del Centro de servicio El Marques

En la tabla 1 se muestra la estructura organizativa del Centro de servicio El Marques

Tabla 1: Estructura organizativa del centro de servicio El Marques



CAPITULO II

2. EL PROBLEMA

2.1 Planteamiento del problema

En la red de 69 kV de Corpoelec Región Capital, las subestaciones de transmisión tienen una protección diferencial de barras que varía entre tecnología, tipo y fabricante, la cual ha tenido varios inconvenientes con la puesta en servicio de forma abrupta de varias plantas de generación, ya que aumenta los niveles de cortocircuito que incide sobre la operación de esta protección. La mayoría de los modelos son electromecánicos, aunque algunos están operativos desde hace años y otros están bajo proyecto de reemplazo, se debe revisar los ajustes y condiciones existentes para resguardar la confiabilidad de la operación de dichas subestaciones. Como bien se sabe, en los sistemas eléctricos de potencia no se pueden evitar averías o fallas en los equipos de potencia pero siempre se busca de reducir al mínimo el impacto sobre el sistema. En ocasiones se han presentado algunas fallas en las adyacencias de las subestaciones, causando la apertura simultánea del circuito bajo falla pero la actuación errática de la protección diferencial de barra, lo cual afecta la selectividad del sistema de la Región Capital.

2.2 Objetivos

2.2.1 Objetivo general

Revisar la protección diferencial de barras en la subestaciones de 69 kV de Corpoelec región Capital.

2.2.2 Objetivos Específicos

- Revisar y analizar la operación de las subestaciones de transmisión de 69 kV.
- Estudiar el funcionamiento de la protección diferencial de barra y los criterios de ajuste.
- Revisar los cálculos de la protección diferencial de barra de las subestaciones existentes y elaborar una herramienta Excel para su aplicación.
- Simular un caso en DigSilent Power Factory para certificar la revisión de los ajustes.
- Proponer soluciones donde se incluya el cambio de ajustes, reemplazo de equipos y tecnologías según las normas y con las nuevas prácticas la tecnología.

CAPITULO III

3 .MARCO TEÓRICO

3.1. Sistema de Potencia [1]

Es aquel sistema que tiene como función principal suministrar la energía eléctrica a la población, con el fin de ofrecer una mejor calidad de vida, está conformado por plantas de generación, líneas de transmisión y distribución y subestaciones elevadoras y reductoras de tensión.

3.2. Subestación [2]

Una subestación es el desarrollo e implementación de un nodo del sistema mediante un conjunto de equipos utilizados para dirigir el flujo de energía en un sistema de potencia y garantizar la seguridad del sistema por medio de dispositivos automáticos de control y de protección y para redistribuir el flujo a través de rutas alternas. En las figuras 2 y 3 se ilustran los esquemas físicos y unifilares de una subestación.

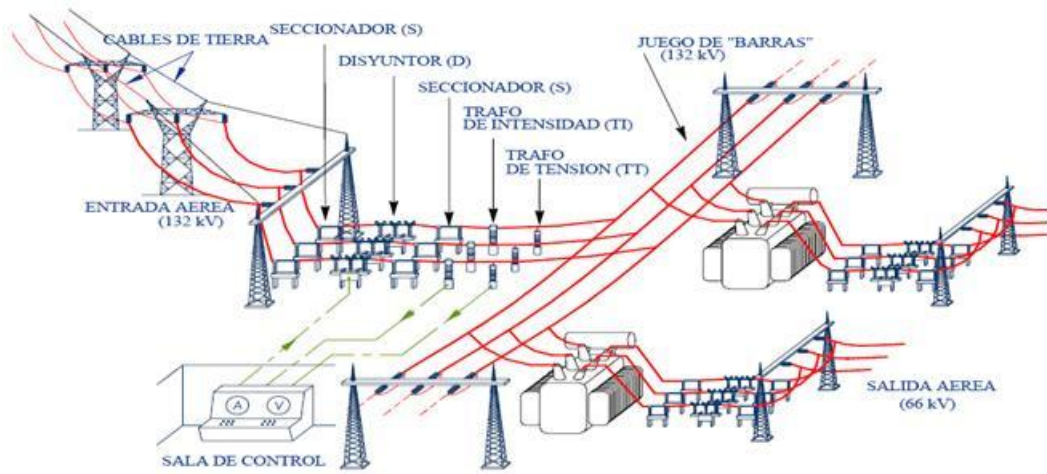


Figura 2: Esquema físico de una subestación

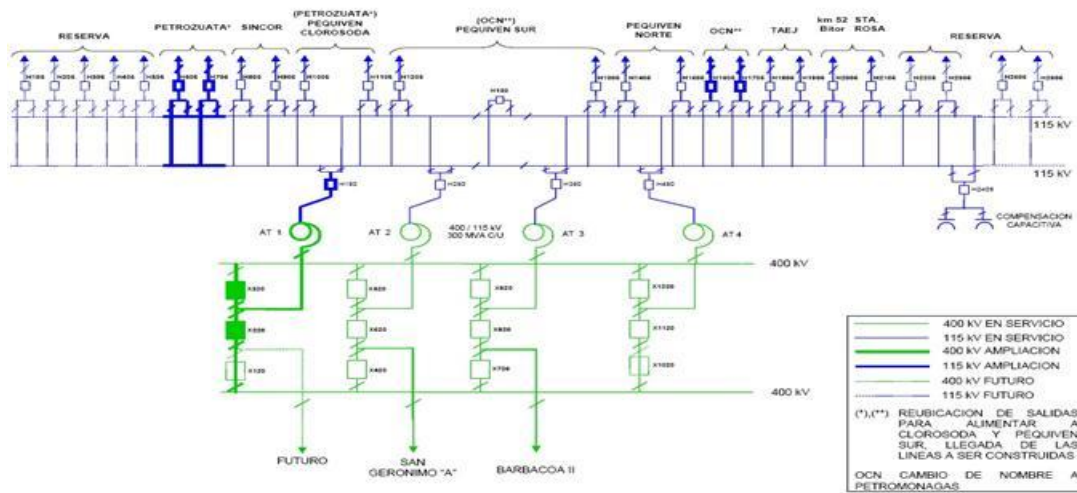


Figura 3: Diagrama unifilar de una subestación

3.3. Equipos que integran una subestación [2]

Barra: Es un elemento conductor que recoge todas las intensidades que llegan a la subestación por las líneas. Las fallas que pueden ocurrir en ella son cortocircuitos a tierra o entre fases. Las causas más frecuentes son ruptura de aisladores y contactos con animales u objetos.

Transformadores de potencial: Son dispositivos que su función es transformar los niveles de tensión, con el fin de adecuar la tensión para fines de medición y protección del sistema de potencia. Esta conformado por dos devanados y un núcleo en común, la tensión del devanado primario queda determinada a partir de las características del sistema, la tensión del devanado secundario se seleccionaría dependiendo de la función a que este determinada la zona en el que se encuentra el transformador.

Transformadores de corriente [3]: Son dispositivos que tienen como función primordial transformar niveles de corriente del sistema de potencia primario en valores reducidos de magnitud así como proporcionar el aislamiento galvánico de la red de energía, relés y de instrumentos de medición con respecto al lado secundario; los valores de corriente del devanado primario pueden expresarse también en función de la corriente secundaria. El valor de impedancia de carga que está conectado en el devanado secundario incluyendo los cables que conectan a la misma es denominado como impedancia de Burden, cuyo valor es importante a la hora de seleccionar el transformador de corriente a usar; el término Burden es empleado para diferenciar la carga del TC con el circuito de carga del primario. En la figura 4 se muestra el circuito equivalente de un transformador de corriente.

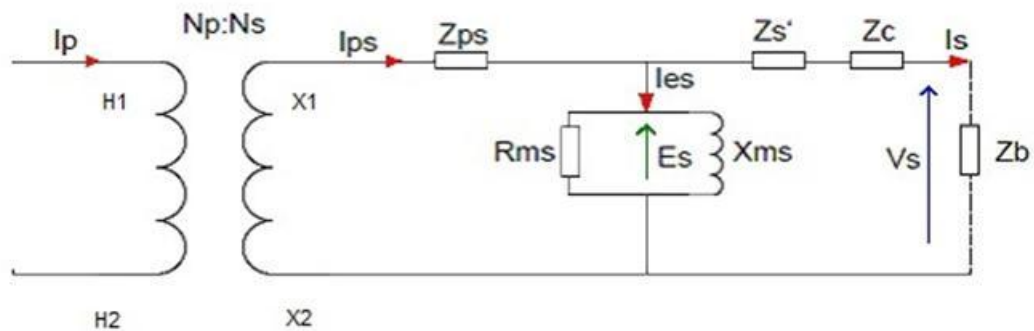


Figura 4: Circuito equivalente de un transformador de corriente

Donde:

I_p : corriente del devanado primario.

I_{ps} : corriente del devanado primario referida al secundario.

I_s : corriente del devanado secundario.

I_{es} : corriente de excitación.

Z_{ps} : impedancia primaria vista del secundario.

Z_s' : impedancia del secundario del transformador.

R_{ms} : resistencia que representan las pérdidas en el hierro.

X_{ms} : reactancia de la rama magnetizante.

Z_c : impedancia de los cables de conexión.

Z_b : impedancia de la carga conectada al transformador.

Z_s : impedancia total en el secundario.

N_p : número de espiras del devanado primario.

N_s : número de espiras del devanado secundario.

E_s : tensión secundaria inducida.

V_s : Voltaje secundario en los terminales del transformador.

Los términos H1, H2 corresponden a los terminales primarios y los términos X1, X2 a los terminales secundarios. Si se desprecian las pérdidas en el núcleo y Z_{ps} , el circuito equivalente del TC queda simplificado de la siguiente forma como se ilustra en la figura 5.

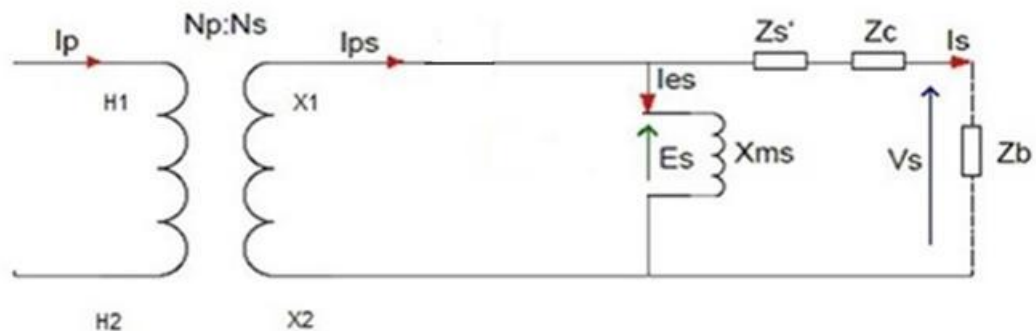


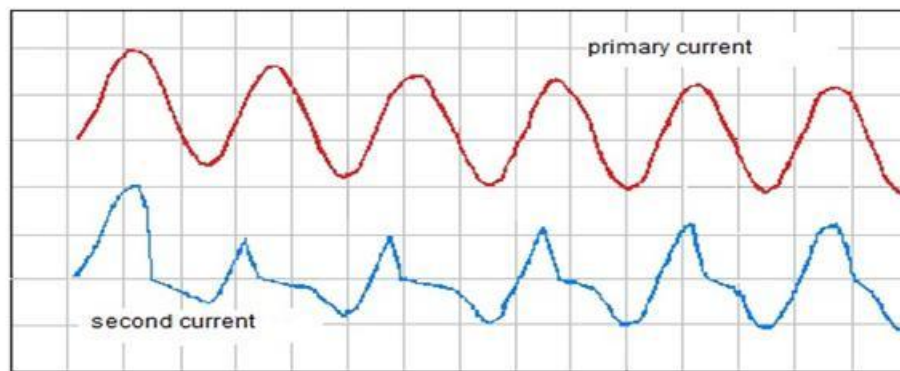
Figura 5: Circuito equivalente simplificado

Según su uso se clasifican en medición y protección. Los transformadores de corriente de medición transforman con una gran exactitud la corriente primaria. En el caso de presentarse cortocircuitos, que son casos transitorios, no hay la necesidad de tener esta exactitud debido a que los tiempos de ocurrencia del cortocircuito son cortos el cual no afecta la lectura de los dispositivos conectados al TC. Por otra parte los transformadores de corriente de protección requieren una gran exactitud al momento de ocurrir un corto, ya que las magnitudes de corriente son bastante elevadas, haciendo que el relé actúe adecuadamente.

Los transformadores de corriente de medición deben mantener su precisión ante elevadas magnitudes de corriente al ocurrir cortocircuito sin embargo esta se pierde ante la saturación de los TC. El fenómeno de saturación en los TC de medición se da cuando la corriente en el primario excede el valor de corriente nominal (Factor de saturación), en donde el flujo aumenta muy poco en comparación al aumento de la magnitud de corriente de excitación con lo que origina que la linealidad de la relación de transformación de corriente entre el lado primario y secundario se decremente, aumentando así el error. Este fenómeno depende de la relación de los TC's, área de la sección del núcleo, carga conectada al secundario del transformador, la magnitud de la carga, presencia y magnitud de flujo remanente, magnitud y dirección de la

componente continua en corriente y la densidad de flujo de saturación del núcleo de acero.

El error asociado a la no linealidad del núcleo implica que la corriente de excitación no sea una corriente sinusoidal pura por la saturación del núcleo magnético, haciendo caer la corriente secundaria. La fuerza electromotriz generada por el cambio de campo magnético hace que la corriente de excitación aumente de tal forma que los errores generados no son permisibles, en la gráfica 1 se muestra la curva en azul que es la corriente en secundario disminuida y la roja la corriente del primario.



Gráfica 1: Curvas de corriente primaria y secundaria ante la presencia de saturación de TC

Para el estado de saturación, se puede modelar un circuito equivalente del TC que tiene los devanados totalmente distribuidos en un núcleo tipo toroidal. Cuando el TC se satura, la impedancia de magnetización tiende a anularse por lo que la corriente secundaria que circula por la carga también tiende a anularse. El efecto de comportamiento de la corriente en los relés, dependerá del tipo de relé que se esté usando, en la figura 6 se muestra un esquema del circuito equivalente [4].

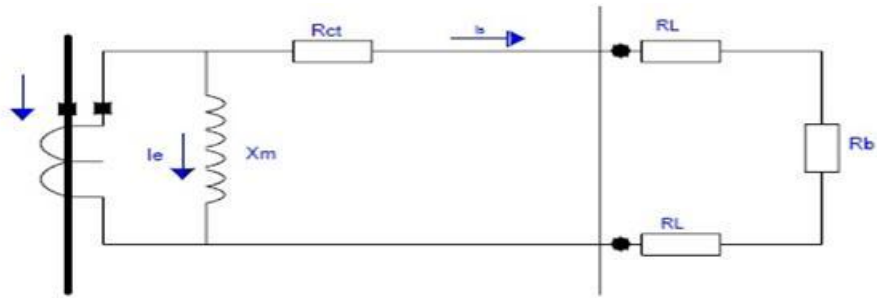
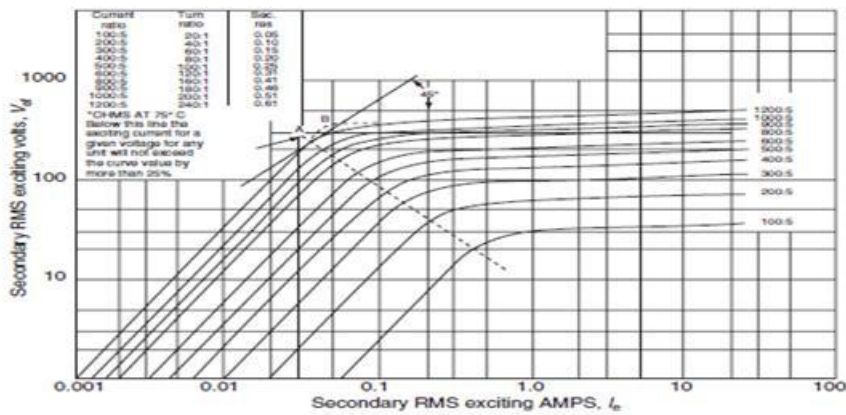


Figura 6: Circuito equivalente simplificado de un TC saturado

Ante la ocurrencia de cortocircuito, se generan corrientes elevadas haciendo que los TC's se saturen, perdiendo precisión de actuación, observándose pequeños incrementos de tensión a altos valores de corriente.



Gráfica 2: Típica curva de excitación de transformador de corriente

Para un estado de saturación, se pueden aplicar fórmulas establecidas para ello, empleando las curvas de excitación de los transformadores de corriente (gráfica 2) o seguir los procedimientos establecidos por las normas ANSI /IEE C57.13.1993

La norma ANSI contempla para uno entre varios factores, como el **RCF (Ratio Correction Factor)**, que representa el error en magnitud de la corriente secundaria. A medida que este factor tienda a 1, el transformador presenta un error menor, de esta forma el error en la corriente secundaria se define como ϵ . Otro factor existente es el **TCF (factor de corrección de un transformador)** que incluye el error en ángulo asociado las mediciones de la corriente secundaria. El TCF es el número por el cual se debe multiplicar la lectura del vatímetro conectado al TC para obtener la potencia verdadera.

$$RCF * \frac{N_s}{N_p} = \frac{I_p}{I_s} \quad (1)$$

$$\epsilon = (RCF - 1) * 100\% \quad (2)$$

$$P_v = TCF * P_w \quad (3)$$

Las normas ANSI clasifican a los transformadores de corriente de medición en 0.3, 0.6 y 1.2 que representan el porcentaje de error que posee cada transformador. Los TC's de protección son clasificados por letras, C o T acompañada de un número. La letra C integra a los transformadores de baja reactancia cuyo comportamiento es obtenido a través de las curvas de excitación y en su mayoría se usan en alta tensión; y la letra T es catalogada a transformadores de reactancia no despreciable cuya relación se obtiene mediante pruebas. El número que acompaña a las letras representa al voltaje en el lado secundario del transformador que puede entregar una carga normalizada a 20 veces la corriente secundaria nominal, sin exceder un error del 10% de la misma.

Seccionadores: Son los dispositivos que une o separa de forma visible dos partes de un circuito con el fin de ofrecer seguridad al momento de realizar trabajos de inspección, mantenimiento o sustitución.

Interruptores: Son aquellos dispositivos que tienen la cualidad de realizar la desconexión de elementos del sistema de potencia cuando reciben la orden de los relés. Estos deben soportar momentáneamente los altos niveles de corriente de cortocircuito que pasaran por ellos y poder interrumpirlas.

3.4. Clasificación de las Subestaciones [2]

3.4.1. Por su construcción

Intemperie: Este tipo de subestaciones soportan condiciones atmosféricas adversas. Está conformado por un edificio de mando y control.

Blindado: En este tipo de subestación tiene como limitante sus dimensiones físicas.

Interior: La mayor parte de su infraestructura se encuentra dentro de un edificio, los transformadores están a la intemperie; son de dimensiones limitadas, baja tensión, son utilizados en industrias y comercios.

3.4.2. Por su servicio

De generación: Asociadas a centrales generadoras. Dirigen directamente el flujo de potencia al sistema.

De transformación: Reducen o aumentan los niveles de tensión pudiendo ser terminales o no.

De maniobra: Conectan varios circuitos o líneas para orientar o distribuir el flujo de potencia a diferentes áreas de potencia.

En la figura 7 se muestra los distintos tipos de subestaciones



Figura 7: Esquemas de subestaciones

3.5. Topologías de Subestaciones [4]

Barra Simple: Es la más económica y su operación es muy sencilla además que su instalación es la más limpia, es adecuada para instalaciones pequeñas, tiene muy buena facilidad para ampliación de la instalación. Si falla un interruptor la subestación no opera; ante falla en barra o interruptor queda fuera de servicio la subestación.

Barra Simple seccionada: Es más costosa y compleja que la subestación barra simple, se flexibiliza las acciones de mantenimiento ya que solo queda fuera de servicio una parte de la subestación. Si falla el interruptor de unión de la barra seccionada queda fuera de servicio toda la subestación.

Barra Simple con Barra de transferencia: Solo se puede transferir un circuito a la vez, ante la ocurrencia de falla de un circuito no se pierde la subestación haciendo más flexible las tareas de mantenimiento.

Interruptor medio: Es la tipología más usada; ante la ocurrencia de falla en la barra la subestación no queda fuera de servicio, posee una muy flexibilidad en el

mantenimiento y operación, tiene una gran facilidad para la ampliación de la subestación, es usada en grandes instalaciones.

Barra doble: Es usada en grandes instalaciones, las labores de mantenimiento pueden realizarse sin interrupción del servicio, la subestación puede operar con las barras separadas, presenta buena facilidad para la ampliación de la instalación.

Barra en anillo: Es usada en grandes subestaciones, la complejidad del sistema de protecciones es grande así como la dificultad en la ampliación de la instalación, presentan buena flexibilidad en las tareas de mantenimiento y operación, posee alta confiabilidad de servicio.

En las figuras 39, 40, 41, 42, 43y 44(Anexo 1) se ilustran los distintos tipos de arreglos de subestaciones nombradas anteriormente.

3.6. Sistema de Protección [5]

El Sistema de Protecciones eléctricas es un conjunto integrado por dispositivos que tienen por finalidad detectar condiciones anormales en la operación de un sistema de potencia, a través de mediciones para determinar las mismas por medio de transformadores de medida y tomar en forma automática las medidas que se requieran para restablecer la operación normal como se muestra en la figura 8.



Figura 8: Esquema del sistema de protecciones

En el caso de fallas en equipos eléctricos, la medida será retirarlos del servicio y en el caso de fallas en un sistema eléctrico, será necesario aislar el sector que produce la anomalía.

3.7. Características de un sistema de protección [5]

Entre las características de un sistema de protección, pueden nombrarse las siguientes:

Confiabilidad: Es aquella que permite garantizar la operación de las protecciones, cada vez que se produzca una falla.

Selectividad: Es la cualidad de las protecciones que permite discriminar la ubicación de la falla; con el objeto de aislar exclusivamente el equipo fallado, manteniendo en servicio lo que no sea imprescindible desconectar. De este modo se obtiene la máxima continuidad del servicio con un mínimo de desconexiones.

Rapidez: Consiste en el menor tiempo posible en que las protecciones operen, disminuyendo así la duración de la falla, las perturbaciones del sistema y los consecuentes daños a los equipos, así como en el menor tiempo en realizar las reconexiones automáticas y mejorar la estabilidad del sistema.

Exactitud: Es la mínima desviación respecto de la magnitud teórica de ajuste. La exactitud se expresa como un error de medida, es decir, como la razón entre el valor de operación y el valor teórico de ajuste.

Sensibilidad: Consiste en el nivel mínimo de funcionamiento de las protecciones, es la cualidad en el que estos deben operar o activarse ante ocurrencia de falla mínima.

3.8. Diseño de los relés de protección [3]

Relés electromecánicos: Estos dispositivos de protección se encuentran conformados por elementos mecánicos que se mueven cuando la corriente que pasa por su circuito es mayor que la corriente pico de ajuste. En la siguiente figura (figura 9) se observa que la corriente censada circula a través de una bobina de alambre imantada al núcleo, generando una fuerza de atracción sobre el brazo móvil (hierro dulce), así que cuando se supera la resistencia del resorte, los contactos se unen y se cierra el circuito de salida.

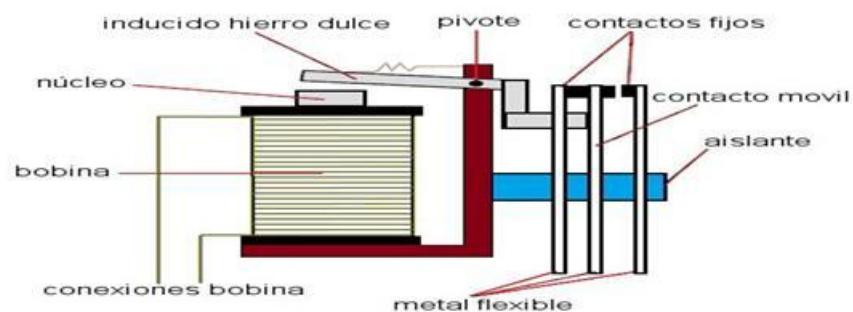


Figura 9: Esquema de un relé electromecánico

Relés Estáticos: Son aquellos que no poseen partes móviles, sino está conformado por elementos electrónicos analógicos como diodos y transistores.

Relés Numéricos: Son los más avanzados en tecnología, también llamados relés digitales, están conformados por microprocesadores y microcontroladores con tiempos de actuación relativamente cortos que transforman las señales analógicas en señales digitales. Poseen además una función de señalización de operación y de estados visibles al exterior, en la figura 10 se muestra un esquema sencillo de relé numérico.

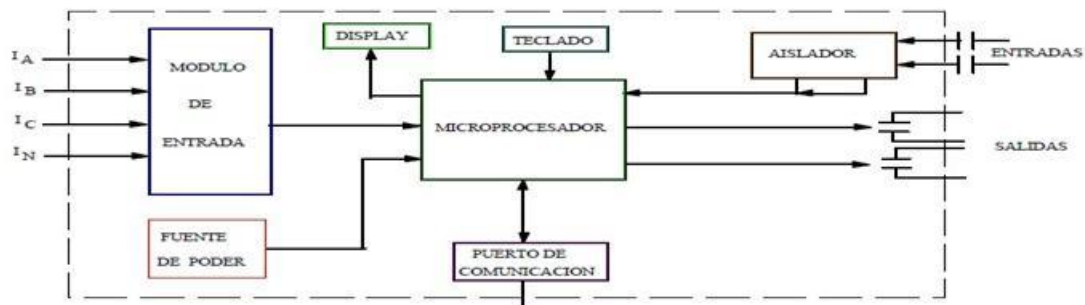
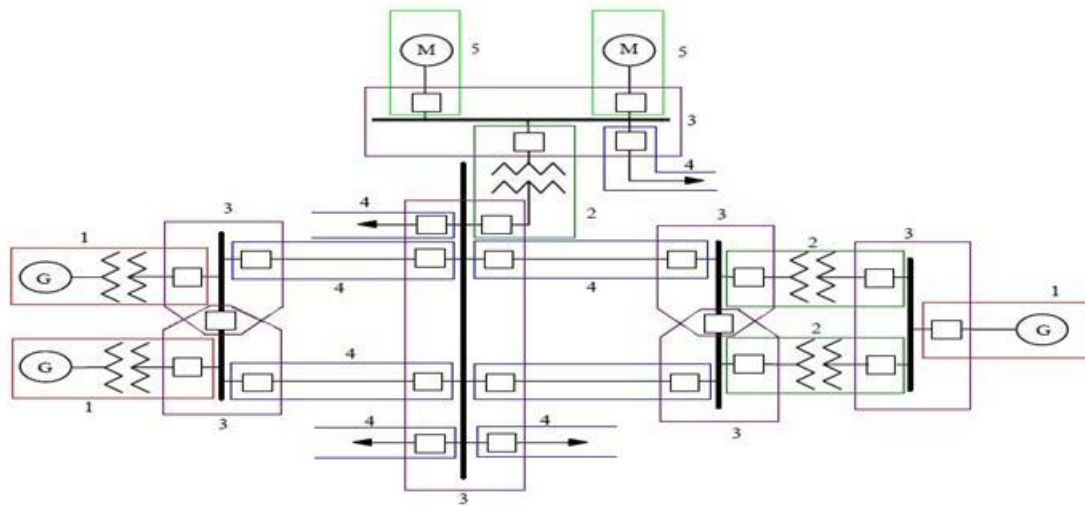


Figura 10: Esquema de un relé numérico

3.9. Zonas de protección [5]

Son aquellas en las cuales serán protegidas por las protecciones que han sido coordinadas previamente para proteger los equipos existentes en dichas ante la ocurrencia de una o varias fallas. Es de suma importancia tener en cuenta que las zonas de protección deben solaparse entre sí para no dejar sin protección algún equipo que podría estar a riesgo de ser expuesto a un cortocircuito que lo dañaría o mermaría su vida útil, en la figura 11 se muestran las distintas zonas de operación para los diversos equipos que conforman el sistema de potencia.



1: Generador 2: Transformadores 3: Barras 4: Líneas 5: Motores

Figura 11: Esquema de zonas de protección

3.10. Estructura de un sistema de protecciones [3]

Para el óptimo, eficaz y confiable funcionamiento u operación del sistema de protecciones, se ha estructurado la misma de tal forma que el sistema de potencia que de protegido ante fallas que pudieran generarse, el cual está conformado por:

Protección primaria: Es aquella que debe operar más rápido, en el menor tiempo posible, desconectando la mínima porción de zona del sistema y aislando el equipo fallado.

Protección secundaria: Es aquella que opera cuando la protección primaria falla o está fuera de servicio, presentando un retardo en tiempo con respecto primaria para su operación de apertura, desconectando una mayor porción de zona del sistema.

Protección respaldo remota: Es una protección que actúa después de haber operado las protecciones primaria y secundaria, ubicándose en una subestación contigua a la que se ubica la protección primaria.

Protección respaldo local: Es una protección que actúa después de haber operado las protecciones primaria y secundaria, ubicándose en la subestación donde se encuentra la protección primaria.

3.11. Clasificación de los relés de protección [3]

Los relés de protecciones del sistema de potencia se pueden dividir en:

Protección de sobrecorriente: Es aquel dispositivo que ante la ocurrencia de falla que genere un aumento considerable de corriente del sistema, actúan cuando registran un valor de corriente que esté por encima del valor pico de ajuste, se varia su tiempo de actuación así como su TAP dependiendo del valor de sobrecorriente registrado.

Protección de distancia: Los relés de distancia tienen como función medir la impedancia de la línea protegida de forma constante, cuando este valor de impedancia es menor que el valor de ajuste, los relés operan, debido que ante la presencia de fallas, aumenta el valor de corriente y disminuye la impedancia de línea.

Protección falla interruptor: Es una protección de respaldo local que tiene como función detectar cualquier orden enviada por la protección principal y que el interruptor no acatado dicha orden, debido a una avería en el interruptor, ante esto, esta protección envía la orden de interrupción de la circulación de corriente que pasa por el interruptor.

Teleproteccion: Tienen como finalidad disminuir el tiempo de actuación de las protecciones comunicando a los relés entre sí, recibiendo información que permite

acelerar la operación de actuación de los relés ante presencia de fallas, existen tres tipos importantes de teleprotección que son: Disparo transferido directo, Disparo transferido con sub alcance permisivo, Disparo transferido con sobrealcance permisivo.

3.12 Reenganche o reconexión [7]

El reenganche o reconexión tiene la función de emitir orden de recierre a los interruptores tras actuar las protecciones ante una presencia de falla o cortocircuito, permitiendo la reenergización de la zona que ha sido protegida y así aumentar la continuidad del servicio.

3.13. Protección diferencial [5]

La protección diferencial basa su funcionamiento en la comparación de las corrientes que entran y salen de un equipo. En condiciones normales o en presencia de fallas externas a su zona de protección, la corriente total que entra a un extremo de su zona debe ser igual a la corriente total que sale en el otro extremo, es decir, una sumatoria de corrientes igual a cero. Al ocurrir una falla dentro de su zona protegida, ambas corrientes estarán en la misma dirección al punto de falla, originándose un valor diferencial de corriente tanto en magnitud como en ángulo, activándose el relé. Su aplicación tiene pocas limitaciones, siendo la principal de ellas, la distancia que separa a los transformadores de corriente, ya que mientras más separados se encuentren mayor será el burden que representan los conductores de interconexión. Por razones prácticas y económicas, el relé diferencial se usa para la protección de máquinas síncronas y asíncronas, transformadores de potencia, barras de subestaciones y líneas cortas. En la figura 12 se muestra un esquema que ilustra la dinámica de una protección diferencial.

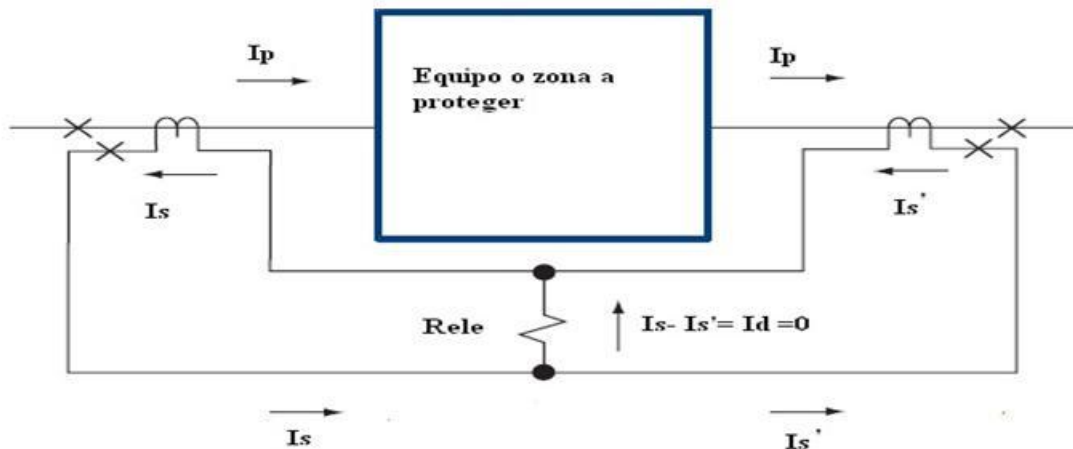


Figura 12: Esquema de un relé diferencial

La protección diferencial, por lo tanto, resulta ser inminentemente selectiva, ya que no responde a fallas que no estén comprendidas en su zona de influencia, es decir entre los dos juegos de transformadores de corriente. Por esta razón, no necesita ser coordinada con otras protecciones, como además, es independiente de la corriente de carga circulante, puede tener un **pick-up** (arranque) muy bajo y ser teóricamente instantánea.

3.13.1 Protección diferencial de barra [5]

La protección diferencial de barra tiene como una de sus funciones proteger las barras de una subestación, donde las fallas normalmente suelen ser bastante severas debido a la cantidad de circuitos que se desconectan y comprometen a la estabilidad del sistema. Dada a su selectividad inherente, pueden ajustarse de modo que despeje la falla rápidamente a fin de evitar mayores daños y un compromiso mayor con las instalaciones.

La protección diferencial compara el total de corriente que entra a una barra con el total de corriente que sale de esta, tanto en términos primarios como secundarios en la figura 13 se ilustra lo anterior mencionado.

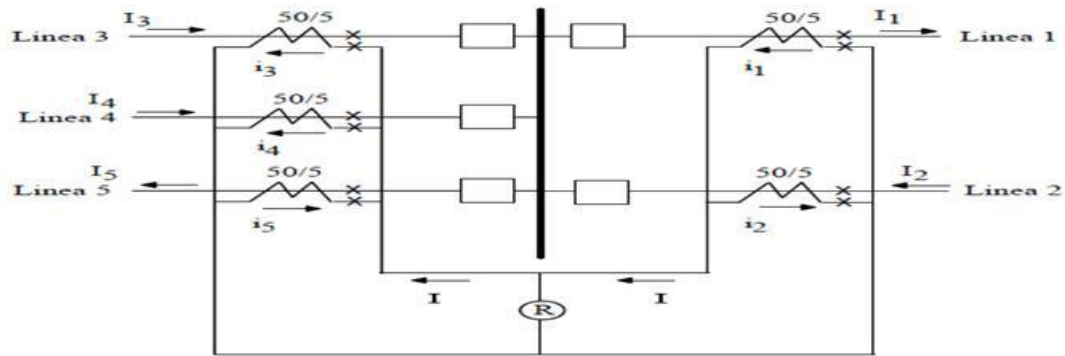


Figura 13: Esquema de relé diferencial de barra

En condiciones ideales, en el estado de normalidad de sistema, al comparar la corriente que entra con la que sale, se observa que son iguales, como en consecuencia, el diferencial de corriente es cero, aplicando para ello el principio de la **ley de Kirchhoff** que establece que la sumatorias de corrientes que entran a un nodo debe ser igual a la sumatoria de corriente que salen de esta como se ve en la figura 14.

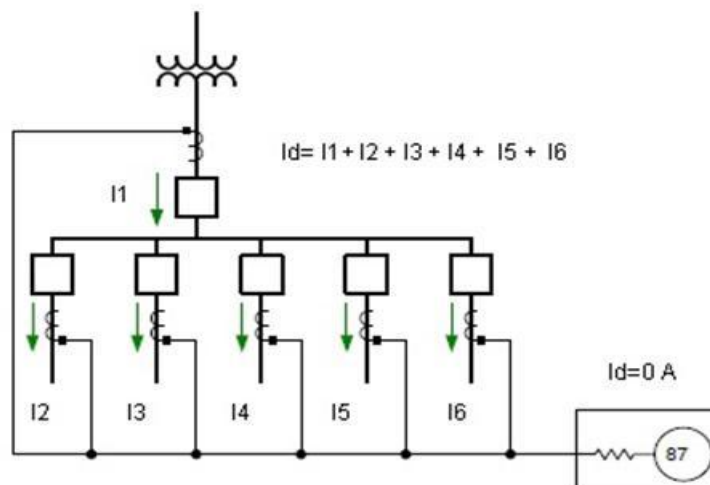


Figura 14 : Esquema de relé diferencial en condiciones normales

Al presentarse una falla externa a la zona en el que se protege, la suma de las corrientes secundarias que entran y salen de un nodo es cero; en cambio cuando ocurre una falla interna a la zona en el que se protege, la suma de las corrientes es distinta de cero, siendo este valor la corriente de falla. Como en la realidad la condición ideal no existe, tenemos que la corriente diferencial ante la ocurrencia de fallas externas es distinta de cero debido a los errores que se relacionan a los transformadores de corriente (Los TC's no tienen la misma relación de transformación). La condición ideal para las protecciones diferenciales de barra consiste en la linealidad de los TC's, es decir estos reflejan en el lado secundario exactamente lo que ocurre en el lado primario, conservando la relación de transformación del TC. Al presentarse el fenómeno de la saturación en los TC's, esta condición de linealidad se pierde, generando errores en la relación de transformación de estos. En las figuras 15 y 16 se ilustran estos conceptos.

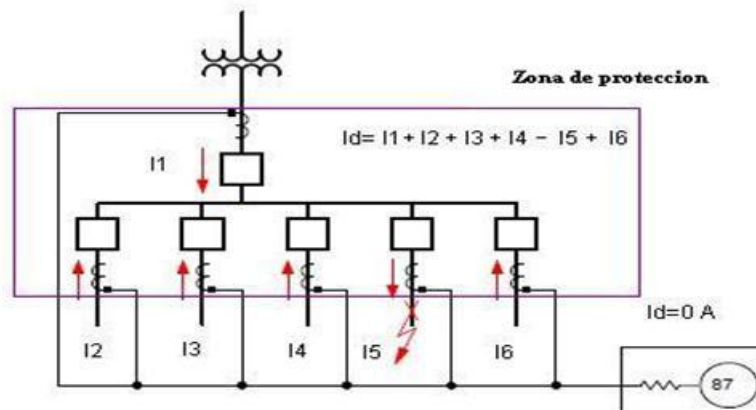


Figura 15: Esquema de falla externa

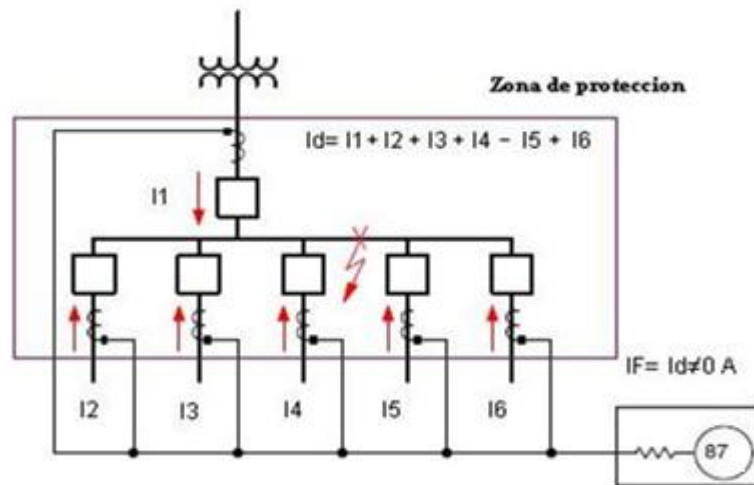


Figura 16: Esquema de falla interna

Existen varias técnicas para la protección de barras, entre estas se encuentran la protección diferencial de baja impedancia o porcentual, protección de alta impedancia, protección diferencial de voltaje por transductores o acopladores lineales, de estabilización; entre otras, para efecto de este trabajo grado se centrará en las técnicas de protección de alta impedancia.

Protección diferencial de barra de alta impedancia [3]: La protección de alta impedancia basa su funcionamiento de disparo en la tensión del circuito diferencial, de alta velocidad y diseñada para operar de forma selectiva, incluso cuando se saturan uno o más transformadores. Está conformado por un circuito LC que permite fácilmente el paso de corriente a frecuencias de 60 Hz y tiene una alta impedancia que impide el paso de los armónicos de corriente, este circuito se encuentra en serie con el relé de sobre voltaje. Ante la ocurrencia de fallas externas, la corriente diferencial es igual a la sumatoria de corrientes de los TC que no están saturados menos la corriente del TC saturado que no es más que la corriente de falla, que suele

ser de baja magnitud. En el peor caso, cuando se presenta una falla interna, la corriente diferencial es distinta de cero, lo que genera que la caída de tensión en el relé de alta impedancia sea grande, haciendo que el relé opere. La caída de tensión ante fallas internas es mayor que en fallas externas, por eso se tiene un varistor de óxido de metal en paralelo con el relé, con el fin de controlar los altos niveles de tensión que podrían dañar el relé al ocurrir una falla interna.

Como el varistor se encuentra en paralelo con el relé, ante la presencia de altos voltajes, este disminuye su magnitud, haciendo pasar una considerable magnitud de corriente por su rama y disminuyendo así, la corriente que pasa por el relé de alta impedancia, haciendo que disminuya su tensión también. Para proteger al relé ante altas corrientes, se coloca un relé de sobrecorriente, para que este no opere ante fallas externas máximas y si lo haga para la ocurrencia de fallas internas como se muestra en la figura 17.

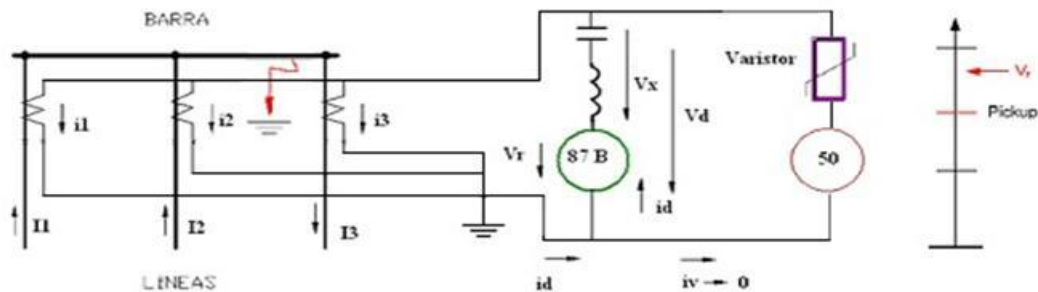


Figura 17 :Esquema de falla interna en rele diferencial de alta impedancia

En la figura 17 se ilustra el caso de falla interna con TC's iguales, es decir, misma **RTC**, polaridad, rangos de precisión y características de magnetización. Ante la ocurrencia de falla en la barra, los tres circuitos contribuyen a esta, resultando una corriente diferencial igual a la sumatoria de las corrientes secundarias de los circuitos en cuestión.

$$id = i1 + i2 + i3 \tag{4}$$

Las corrientes secundarias de cada TC son iguales a las corrientes primarias menos sus corrientes de excitación por la rama de pérdida del núcleo.

$$id = \left(\frac{I1}{RTC} - ie1\right) + \left(\frac{I2}{RTC} - ie2\right) + \left(\frac{I3}{RTC} - ie3\right) \quad (5)$$

Para en el caso de que los TC's no estén saturados (condición ideal), las corrientes de excitación son despreciables debido a que son muy pequeñas, quedando la expresión de corriente diferencial de la siguiente manera:

$$id = \left(\frac{I1}{RTC}\right) + \left(\frac{I2}{RTC}\right) + \left(\frac{I3}{RTC}\right) = \frac{IF}{RTC} = if \quad (6)$$

Como resultado, la caída de tensión diferencial queda de esta forma:

$$Vd = Vx + Vr \quad (7)$$

$$Vx = \left(wl - \frac{1}{wc}\right) * jid = 0; id = 0 \quad (8)$$

$$Vd = id * zr = if * zr \quad (9)$$

Donde **zr** es la impedancia del relé diferencial de barra y RTC es la relación de transformación de un transformador de corriente.

Ante la presencia de fallas, los TC's no se comportan de forma ideal, en su mayoría, debido a la saturación del núcleo que disminuye la relación de transformación de los mismos. El fenómeno de saturación se acentúa con mayor agudeza ante la presencia de transitorios de corriente DC en la corriente principal y flujos residuales del núcleo.

Para el caso de falla interna, pero con el TC del tercer circuito distinto a los demás, disminuye la reactancia magnetizante y crece la corriente de excitación de dicho circuito, haciendo que la corriente secundaria **i3** disminuya, el cual reduce la magnitud de la corriente diferencial, que dando de la siguiente forma:

$$id = \left(\frac{I1}{RTC}\right) + \left(\frac{I2}{RTC}\right) \quad (10)$$

$$id = \frac{IF}{RTC} - \frac{I3}{RTC} \quad (11)$$

La corriente diferencial disminuye por el fenómeno de saturación, lo que acarrea que disminuya la tensión en el elemento diferencial haciendo que la protección pierda sensibilidad, de ahí la importancia de que todos los TC's sean iguales.

En la figura 18 se muestra el caso de falla externa, que para la peor condición, que es cuando el TC asociado al circuito de falla se satura y los otros no, su reactancia magnetizante se reduce, aumenta la corriente de excitación y su corriente secundaria disminuye. Esto conlleva a una tensión producto de la resistencia total del TC saturado más la resistencia de los cables desde el TC al relé y la corriente de falla secundaria.

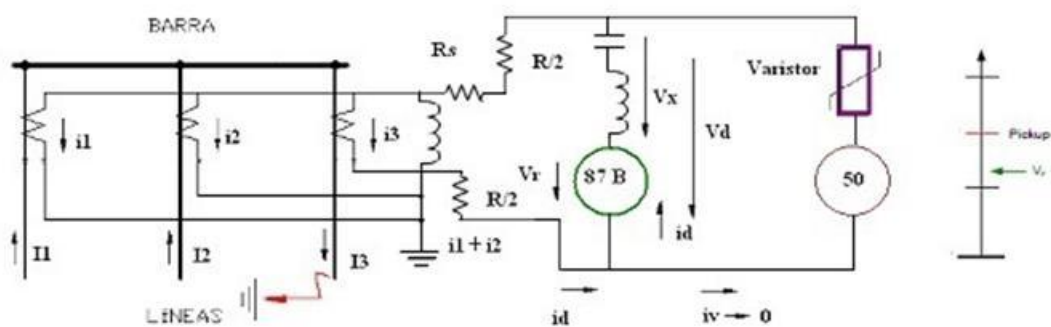


Figura 18: Esquema de falla externa relé diferencial de alta impedancia

Ante la presencia de falla externa con TC's iguales (misma relación de transformación, polaridad, rangos de precisión y características de magnetización). Al ocurrir una falla fuera del circuito tres, la corriente diferencial será igual a la suma de las corrientes secundarias de los transformadores uno y dos menos la corriente secundaria del transformador tres:

$$id = i1 + i2 - i3 \quad (12)$$

$$id = \frac{I1}{RTC} - ie1 + \frac{I2}{RTC} - ie2 - \left(\frac{I3}{RTC} - ie3\right) \quad (13)$$

Si en el caso que los TC's fueran ideales y no se saturaran, la corriente diferencial sería cero, ya que las corrientes de excitación son despreciables y la suma de las corrientes primarias sería cero, pero en la realidad no es así. Para el caso de saturación solo del transformador 3, la corriente secundaria del TC es totalmente nula, la corriente de excitación de los otros TC's tiende a cero, se tiene:

$$id = \frac{I1+I2}{RTC} - ie1 - ie2 = \frac{I3}{RTC} - ie1 - ie2 \approx \frac{I3}{RTC} = \frac{IF}{RTC} \quad (14)$$

El cual la tensión diferencial se expresa de la siguiente forma:

$$Vd = (R * p + Rs) * \frac{IF}{RTC} \quad (15)$$

Donde:

Vd: es la tensión diferencial.

R: es la resistencia de los cables desde el relé hasta el TC más lejano.

Rs: es la resistencia del devanado secundario.

El término de resistencia R viene multiplicado por un factor p que indica el tipo de falla que se desarrolla, si la falla es monofásica a tierra el valor $p = 2$ y si es trifásico a tierra el valor de $p = 1$

Al estudiar esta condición de falla externa, que es la peor, se garantizará la operación del relé solo ante la presencia de falla interna, cuando se supere el valor de voltaje de ajuste Vd. El valor de ajuste final viene acompañado de un factor de seguridad para obtener un mejor cálculo en cuanto a la calidad y confiabilidad del ajuste realizado, el valor de ajuste final viene dado por la siguiente ecuación:

$$Vs = K * Vr \quad (16)$$

Donde:

V_r : es el valor de ajuste obtenido por cálculos.

K : es el factor de seguridad y calidad del TC.

Mínima corriente sensitiva [6]: una vez que obtiene el ajuste de tensión umbral, la mínima corriente primaria sensitiva para que el relé pueda detectar una corriente I_r se puede calcular mediante la siguiente ecuación:

$$I_{min} = (n * I_e + I_r + I_m) * N \quad (17)$$

Donde:

I_{min} : es la mínima corriente sensitiva.

n : es el número de TC's en paralelo con el relé por fase.

I_e : es la corriente de excitación del TC a valor de ajuste de tensión.

I_r : es la corriente que circula en el relé.

I_m : es la corriente que circula por el varistor.

N : es la relación de transformación del TC.

Estos cálculos requieren información sobre las características de excitación de los TC's usados, para el relé diferencial de barra de alta impedancia generalmente se requiere que todos los TC 's tengan la misma precisión, así que es costumbre usar una sola curva de característica de excitación de TC para determinar la corriente de excitación para todos los TC's en el circuito.

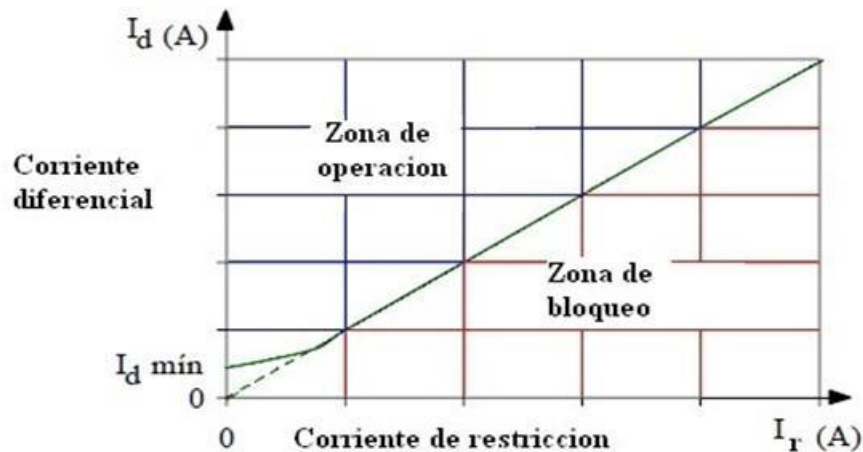
Generalmente no es recomendado con otras protecciones en el mismo circuito secundario de los transformadores de corriente donde están conectados las protecciones de alta impedancia debido a que la carga adicional puede incrementar la

tendencia de saturación del transformador de corriente o puede resultar en un ajuste que caiga fuera del rango permitido por la protección diferencial[4].

Este tipo de protección tiene como tiempo de operación de 20 a 30 ms según el modelo del relé.

Protección diferencial de barra de baja impedancia: llamado también protección diferencial porcentual, basa su funcionamiento en comparar básicamente dos corrientes, una que es la sumatoria fasorial de las corrientes que llegan a la barra, denominada corriente de operación o corriente diferencial, y la otra que es la suma de las magnitudes o módulos de las corrientes que llegan a la barra se llama corriente de restricción.

Al realizar esta comparación, se determina si el relé debe operar y así despejar una falla, en la gráfica 3 se muestra una curva característica de zona de operación de este tipo de relé.



Gráfica 3: Curva Característica de zona de operación de un relé de baja impedancia

A diferencia del relé diferencial de alta impedancia, el relé de baja impedancia puede ser conectado en conjunto con otras protecciones y la relación de transformación de sus TC's pueden ser distintos, debido a su forma de conexión, que hace que sus entradas sean independientes de las corrientes de los circuitos,

compartiendo así TC's con otras protecciones, sin embargo debido a este tipo de conexión tiene un límite de entradas de corriente, en la figura 20 se ilustra la conexión del relé de baja impedancia y en la figura 19 se muestran algunas diferencias entre los relés diferenciales de baja y alta impedancia.

Diferencial de Alta Impedancia	Diferencial de Baja Impedancia
Los TC deben tener la misma relación de transformación, polaridad y característica de excitación	Los TC pueden tener distinta relación de transformación, polaridad y característica de excitación
Posee una alta impedancia ante el flujo de las corrientes secundarias, mayormente resistivas	Posee una baja impedancia ante el flujo de las corrientes secundarias, mayormente resistivas
Compara magnitudes de voltajes	Compara magnitudes de corriente
Tiene una sola entrada de corriente	Suele tener un máximo de entradas de corriente
No se recomienda compartir los TC con otras protecciones	Se puede compartir los TC para otras protecciones

Figura 19: Cuadro comparativo de relé de baja y alta impedancia

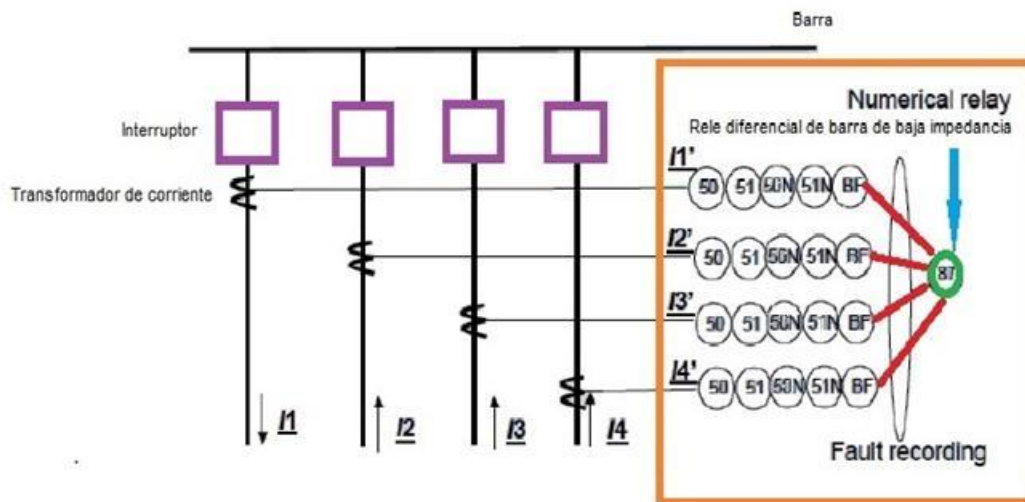


Figura 20: Esquema de conexión de un relé diferencial de baja impedancia

CAPITULO IV

4. MARCO METODOLÓGICO

Para el mejor desenvolvimiento del trabajo de grado que conduzca al cumplimiento de los objetivos trazados, es necesario realizar un estudio sobre la filosofía de protecciones asociadas al sistema de transmisión de 69 kV de Corpoelec Región Capital, para tener claro el funcionamiento del sistema de protecciones existentes que tienen los diversos elementos que integran el sistema de potencia, así como su funcionamiento de operación al ocurrir fallas; en especial el relé diferencial de barra, que es el tipo de protección que se estudiará con más detalle en este trabajo de grado.

Luego de tener claro el funcionamiento de protección del sistema de potencia se procederá a realizar un levantamiento de la información sobre cuales subestaciones de 69 kV, tienen relés diferencial de barra así como sus ajustes actuales, que servirán como base, de la revisión que se hará más adelante; esto se realizará por medio de hojas de memorias de cálculo, suministrados por la empresa, en donde se buscará la información para tener los valores de ajustes preliminares; así como la marca y tecnología de los relés. Luego de tener la información sobre las subestaciones que poseen relés diferencial de barra así como los ajustes actuales, tecnología y marca de fabricación; se procederá a buscar los manuales del fabricantes de los tipos de relés existentes, con el fin de entender sus principios de funcionamiento, operación y cálculos hechos para realizar los ajustes, en donde se contemplen el uso de las ecuaciones presentes en estos manuales, en donde nos apoyaremos para realizar la revisión de los ajustes.

Al tener en cuenta lo anterior, se buscará información en los planos suministrados por la empresa, los manuales, sus TC's, entre otros, así como los valores de cortocircuito de cada una de las barras conocidas, suministrados por la empresa para proceder con la realización de una herramienta en Excel que permita hacer estos ajustes. Posteriormente se realizará una comparación entre los ajustes obtenidos por el programa Excel y los ajustes existentes, en base a estos se harán sugerencias o recomendaciones a las soluciones posibles. Para certificar la validez de los ajustes realizados se simularán en **Digsilent** las corrientes de falla en una barra de las subestaciones, siendo la corriente de falla el parámetro que se utilizará para realizar la certificación. A continuación se procederá a explicar en forma detallada cada uno de los procedimientos a seguir.

4.1. Operación del Sistema de Protecciones de Corpoelec Región Capital [8]

La evolución del sistema eléctrico de Corpoelec región capital (antigua **EDC**) en sus casi 110 años de operación ha ido acompañada de un desarrollo paralelo en el área de protecciones.

Desde el ámbito de operación, Corpoelec Región Capital tiene su sistema dividido en cuatro grandes áreas principales, que son: Generación, Transmisión Subtransmisión y Distribución. El área de generación corresponde a las plantas de generación, como el complejo Josefa Joaquina Sánchez Bastidas (JJSB) en Vargas, Termocentro en los valles del Tuy y José María España (JME) en los Teques. El área de transmisión abarca todo el sistema de 230 kV y el anillo de 69 kV. El área de distribución está conformada por las líneas radiales de 69 kV, las subestaciones de 30 kV y todas las subestaciones de distribución tanto en media como en baja tensión (12.47 kV; 8.3kV Y 4.8kV).

El Sistema de Transmisión de 69 kV está conformado por 64 subestaciones, 96 líneas de transmisión bajo un arreglo tipo anillo y radial .Las subestaciones del anillo están alimentadas desde los transformadores de 230/69 kV en conexión estrella en estrella con terciario delta, las demás subestaciones son radiales como se muestra en la siguiente figura (figura 21)

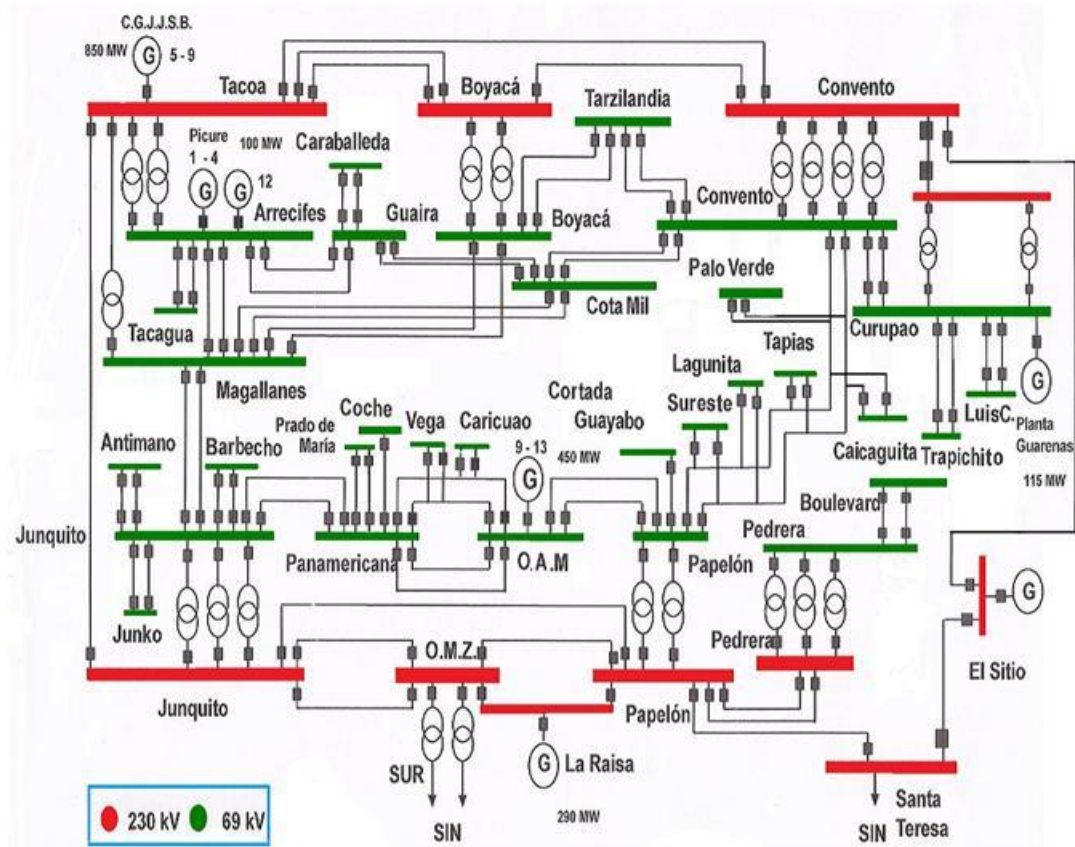


Figura 21: Diagrama unifilar del sistema de transmisión Corpoelec región Capital

Las subestaciones de 230 kV, que integran el anillo, están conformadas bajo un arreglo de subestación interruptor y medio; mientras que las subestaciones de 69 kV están conformadas por subestación de barra simple seccionada con barra de transferencia como se muestra en la figura 22, con la salvedad que en la barra 3 de la subestación Arrecifes 69 kV presentan un arreglo de barra simple.

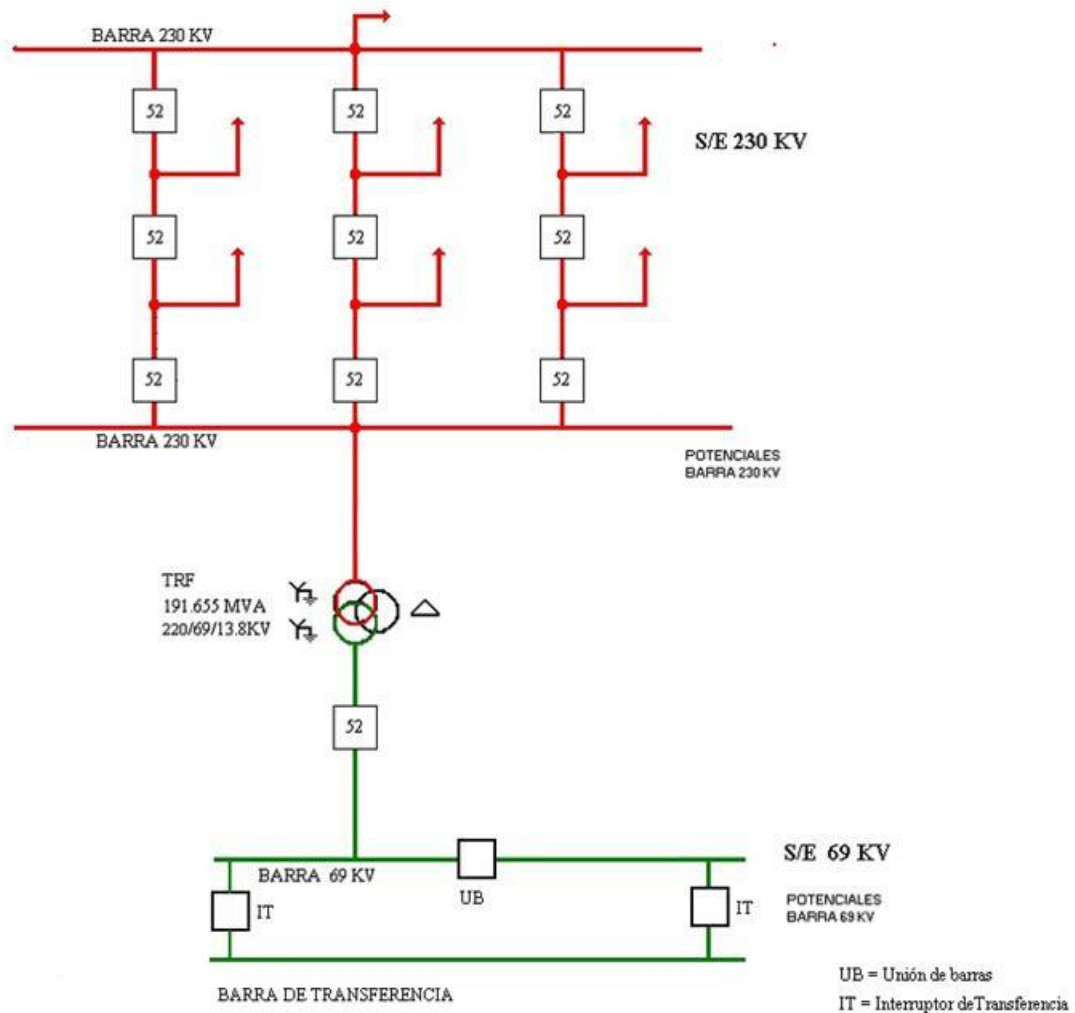


Figura 22: Diagrama unifilar típico de subestación interruptor y medio y barra simple seccionada con barra de transferencia

El sistema de potencia de la región capital está conformado por plantas de generación (en 69 kV y 230 kV), transformadores 230/69 kV, 69/30 kV, 69/12,47 kV, 69/8,3 kV, líneas aéreas de anillo 230/69 kV, líneas radiales y barras de 69kV; 30kV; 12,47; 8,3 kV y 4,8 kV, en la figura 23 se muestra los elementos que conforman dicho sistema y los tipos de relés que protegen los mismos.

Equipos	Protecciones Asociadas
Transformadores	<ul style="list-style-type: none"> Rele diferencial Rele de sobrecorriente Rele de disparo con reposicion manual
Barras	<ul style="list-style-type: none"> Rele diferencial Rele falla interruptor Rele multicontacto con disparo de reposicion manual
Lineas	<ul style="list-style-type: none"> Rele de distancia Rele comparador de fase Rele diferencial hilo piloto Rele de sobrecorriente Rele direccionales
Generadores	<ul style="list-style-type: none"> Rele direccional Rele de sobrecorriente Rele falla a tierra

Figura 23: Diagrama de protecciones existentes en los equipos del sistema de potencia Corpoelec región Capital.

4.1.1 Protecciones asociadas a las subestaciones que conforman el anillo de 69 kV

Las subestaciones del anillo de 69 kV han sido concebidas bajo un esquema de barra simple seccionada con transferimiento. A excepción de la barra 3 de la S/E Arrecifes 69 kV que posee un arreglo de barra simple, todas las barras de las subestaciones poseen un interruptor de transferencia por cada dos barras. Las barras están protegidas con protección diferencial (87B) y los interruptores son respaldados por relés falla interruptor (50BF).

La protección diferencial de barras (87B) actúa sobre un relé de disparo multicontacto con reposición manual (86B), el cual dispara todos los interruptores de la barra correspondiente. En aquellos casos donde exista un canal de comunicaciones (en casi todos), la protección contra falla de interruptor (50BF), envía una orden de disparo sobre el interruptor remoto para despejar la falla no atendida por interruptor

local que raramente haya fallado. En la figura 43 (anexo 2) se ilustran los esquemas de protección.

4.1.2 Protecciones de líneas radiales en 69 kV

Las líneas radiales de 69 kV de Corpoelec región capital están conformadas por cables subterráneos y conductores aéreos que se derivan de las 12 subestaciones que conforman el anillo y alimentan a las siguientes instalaciones:

- Subestaciones en 69 kV que no conforman el anillo (radiales).
- Subestaciones radiales de 69/30 kV.
- Subestaciones de distribución 69/12,47 kV y 69/3,8 kV.

Dada la variedad de tipos de instalaciones que alimentan a estas líneas radiales, así como también a la evolución histórica de la red de subtransmisión de Corpoelec existe una gama de esquemas de protección para dichas líneas.

Tipos de protecciones principales utilizadas:

- Relés de distancia (21) con o sin equipo de tono para disparo transferido.
- Relés diferenciales de línea tipo hilo-piloto (87PW).
- Relés diferenciales de transformadores (87T).
- Conjuntos de relés de sobrecorriente (50, 51,50N, 51N).
- Conjuntos de relés de sobrecorriente direccionales (67/50 ,67/50N).
- Relés de comparador de fases (78).

Tipos de protecciones de respaldo utilizadas:

- Conjuntos de relés de sobre corriente (50, 51, 50N, 51N).

- Conjuntos de relés de sobrecorriente direccionales (67,67N, 67/50,67/50N).
- Relés de distancia (21).

La protección de distancia se utiliza para algunas líneas radiales sin disparo transferido mientras que en otras se utiliza un equipo de tono para transferir el disparo simultáneo del interruptor aguas abajo.

Para la protección por baja presión del gas de aislamiento para los cables subterráneos, se efectúan disparos de interruptores en ambos extremos del circuito, aprovechando los hilos telefónicos de los relés diferenciales hilo piloto (87 PW).

En caso de no existir la protección por hilo piloto (87 PW) se utilizan hilos telefónicos supervisados por relés 74-85 para transferir el disparo al interruptor ubicado en el extremo (aguas abajo) del cable para la protección por baja presión del gas de aislamiento.

En algunos circuitos, como es el caso de las líneas que salen de la subestación Junquito en donde existen tramos de cable subterráneo en los alimentadores a las subestaciones Yaguara, Barbecho, Montalbán y Antimano; no se transfiere disparo al interruptor aguas abajo para la protección por baja presión en el gas de aislamiento de los cables . Solamente se efectúa disparo local en el interruptor ubicado en la subestación el Junquito. Igualmente sucede con los alimentadores a las subestaciones Cortada El Guayabo 1 y 2 que proviene de la subestación del anillo de Papelón 69 kV donde también hay un tramo de cable subterráneo.

4.1.3 Protecciones para los transformadores 69/30 kV

Por lo general los transformadores 69/30 kV no están conectados directamente a una barra en alta tensión, en las figuras 46 y 47 (anexo 2) se ilustran las protecciones asociadas a los mismos que son las siguientes:

- Un relé diferencial para transformadores (87T) que actúa sobre un relé de disparo con reposición manual (86T); encargado de enviar la señal de apertura al interruptor del secundario (30 kV) y al interruptor del alimentador en media tensión (69 kV) ubicado en la subestación primaria, mediante la utilización de un canal hilo piloto. El relé diferencial actúa como protección principal del transformador.
- Un relé de sobrecorriente (51) y una unidad de sobrecorriente de tierra (51N) en el lado de baja tensión, que actúan sobre el relé de disparo con reposición manual (86T) mencionado anteriormente. En algunos casos se emplea un relé direccional de sobrecorriente (67) en lugar del relé de sobrecorriente (51).

4.1.4 Protecciones asociadas a las subestaciones de distribución 69/12,47 kV y 69/8,3 kV

Las subestaciones de distribución de Corpoelec región Capital se encuentran alimentadas en 69 kV o 30 kV desde el sistema de subtransmisión. Dependiendo de las características de la alimentación en media tensión para cada subestación, bien sea con línea aérea o cable subterráneo, se justifica la presencia de una barra en media tensión. Es decir, cuando la llegada es a través de cables, en las subestaciones de distribución no existe barra en media tensión, ya que los mismos se conectan directamente en una caja ubicada en cada transformador; en cambio, cuando la llegada es a través de una línea aérea se requiere de una barra en media tensión [17].

Los esquemas de protección utilizados en las subestaciones de distribución se rigen bajo la siguiente filosofía:

- En subestaciones que posean una barra de media tensión, la protección principal la constituye un relé diferencial de barra (87B), mientras que la protección de

respaldo la constituyen los elementos de protección asociados a los alimentadores en 69 kV y 30 kV ubicadas aguas arriba.

- En algunas subestaciones de distribución existe un relé diferencial de línea (87L) para la protección del alimentador de media tensión que se encuentra conectado a través de un canal de comunicación a la protección correspondiente en la subestación de media tensión.

- Los transformadores de 69/12,47 kV y 69/8,3 kV están provistos de una protección principal constituida por una protección diferencial para transformadores (87T).

- Las barras de baja tensión no tienen protecciones diferenciales asociadas, la función de las mismas la cumplen los relés de sobrecorriente ubicados en las celdas de llegada de los transformadores a las barras de baja tensión.

- Los alimentadores o salidas de distribución en 12,47 kV y 8,3 kV están protegidos por relés de sobrecorriente instantáneos y temporizados tanto de fase (50/51) como de tierra (50N /51N).

- Dependiendo de la característica del circuito de distribución (aéreo, subterráneo o mixto) asociado a cada salida existe un relé de recierre (79) para intentar una reconexión del circuito una vez que haya salido de servicio por la acción de las protecciones mencionadas.

4.1.5 Protección de la barra en media tensión (69 kV) en subestaciones en 12,47 kV con barra en 69 kV

Tal como se mencionó anteriormente, las subestaciones de distribución en 12,47 kV con barra en 69 kV son aquellas cuya alimentación proviene desde líneas aéreas como se muestran en las figura 50 (anexo 2). La protección de las barras en media tensión está constituida por un relé diferencial de barra (87B) que actúa sobre un relé de disparo con reposición manual (86B) encargado de enviar la señal de

apertura a los interruptores de 69 kV asociados a la barra (llegadas de líneas, salidas a transformadores e interruptor de enlace) y bloquear el cierre de los mismos. Al igual que en las subestaciones descritas en la sección, existen subestaciones de distribución en 12,47 kV con barras en 69 kV cuyos esquemas de protección tienen variantes con respecto a la filosofía general descrita anteriormente. En particular, algunas subestaciones en 12,47 kV con doble barra en media tensión, como por ejemplo la subestación Yaguara que no posee protección diferencial de barra para barra de nivel de tensión de 69 kV, como se muestra en las figuras 48 y 49 (anexo 2).

4.1.6 Protección de la barra en media tensión (69 kV) en Subestaciones en 8,3 kV

Las subestaciones en 8,3 kV de Corpoelec región Capital se encuentran alimentadas en 69 kV desde las subestaciones del anillo o desde subestaciones radiales en 69 kV. El tipo de conexión de los transformadores de potencia es delta-estrella con el neutro puesto a tierra sólidamente.

Por lo general la alimentación en media tensión es aérea a través de líneas, por lo que este tipo de subestaciones de distribución posee barra en media tensión (69 kV).

La protección de las barras en media tensión está constituida por un relé diferencial de barra (87B) que actúa sobre un relé de disparo con reposición manual (86B) encargado de enviar la señal de apertura a los interruptores de 69 kV asociados a la barra (llegadas de líneas, salidas a transformadores e interruptor de enlace). En la figura 51 (anexo 2) se ilustran los esquemas de protecciones asociadas a las subestaciones que conforman el sistema de distribución de Corpoelec región Capital distribución.

En la figura 24 se muestra el diagrama unifilar de una subestación de distribución típica con llegada subterránea.

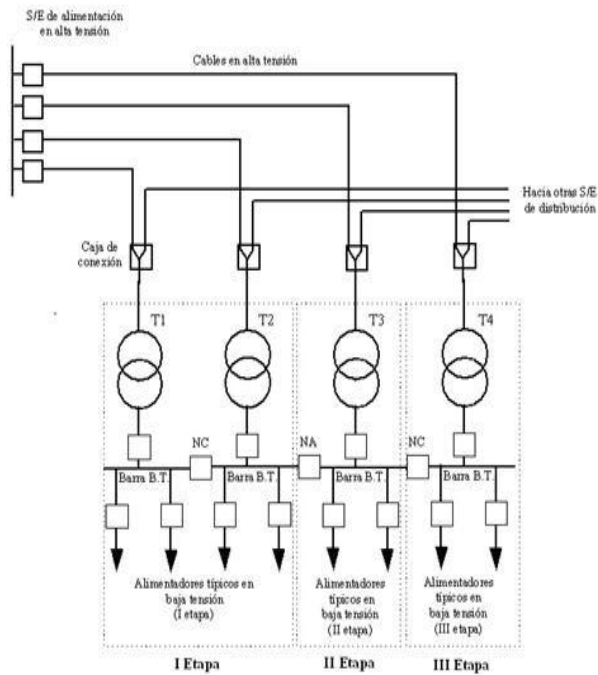


Figura 24: Diagrama unifilar de una subestación de distribución típica con llegada subterránea

4.2 Recuperación del servicio de las barras en el sistema de transmisión de Corpoelec región capital asociados a la protección diferencial de barra

Ante la presencia de fallas en las barras en el sistema de transmisión de Corpoelec región Capital, las mismas están protegidas por medio del relé diferencial barra (**87B**); a su vez poseen un relé de disparo con reposición manual (86B) o relé de **lockout** (fuera de servicio), haciendo que el 87B opere y el 86B a su vez se activa para abrir los interruptores asociados a los circuitos de la barra y al mismo tiempo los bloquea, impidiendo la conexión o cierre de los mismos, la forma en que hace el bloqueo consiste en que cuando al lockout o 86B recibe una cantidad de corriente por parte del 87B haciendo operar este, por ende, la bobina que recibe esta corriente magnetizante hace que la bobina móvil abra todos sus contactos y la perilla se caiga o baje.

Para la conexión y en consecuencia la vuelta a puesta en servicio de la barra y de todos sus circuitos asociados, se envía un equipo o personal a evaluar las condiciones de la barra que ha sido aislado por medio de la actuación de las protecciones, si se ha despejado la falla el personal rearma manualmente el lockout, que no es más que subir la perilla a la posición en que estaba antes de que este operara permitiendo el cierre de los interruptores de los circuitos asociados que el despacho se encargará de realizar la conexión de los mismos; es de importancia afirmar que no existe una forma automatizada de permitir el cierre de los circuitos, el lockout o relé 86B se rearma de forma manual, descartando así la existencia de reenganche o recierre en los diferenciales de barra en todos los niveles de tensión del sistema, en la figura 26 se ilustra el esquema de conexiones de un 86B en un circuito de protección de diferencial de barra, en la figura 25 se muestra una unidad de lockout (86B).

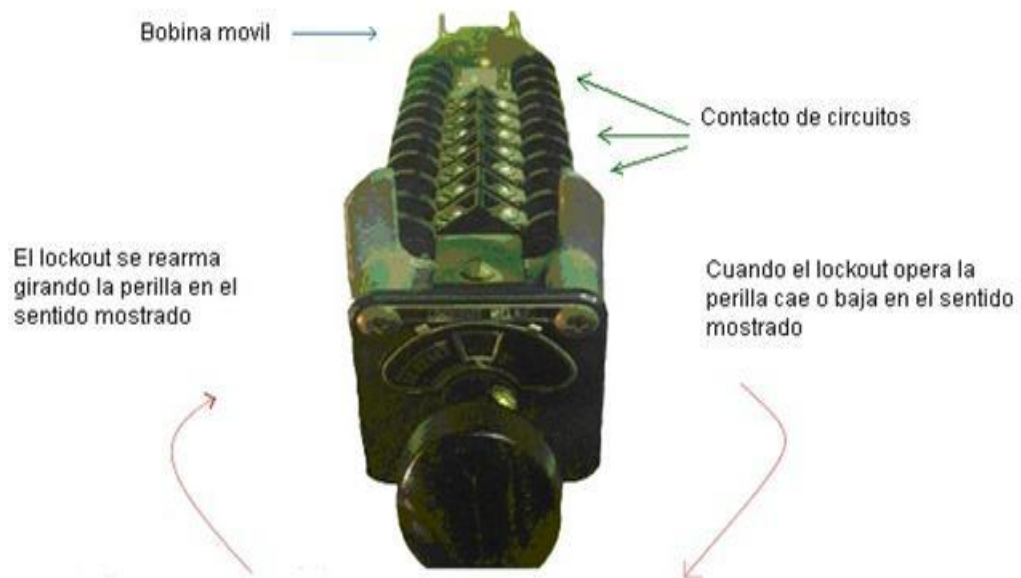


Figura 25: Unidad de lockout de barra (86B)

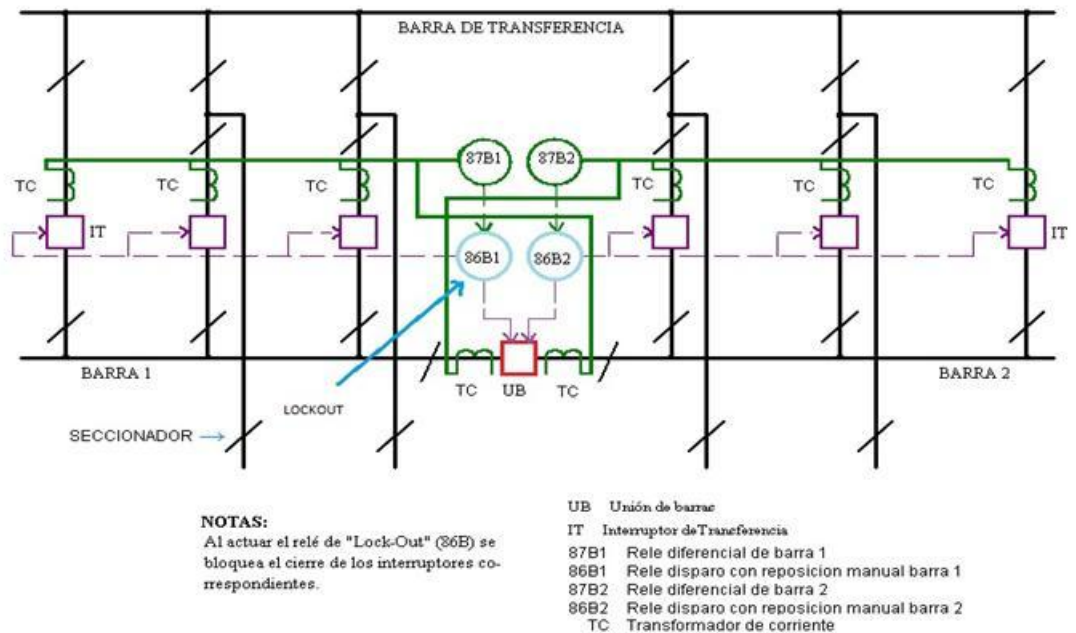


Figura 26: Esquema de conexiones del lockout de barra (86B)

El hecho en que el rearmado del lockout de barra sea manual y no automatizado en las barras del sistema de transmisión de Corpoelec región Capital radica en ofrecer una mayor seguridad a los equipos y personal que están presentes en la subestaciones; evitando así el riesgo de una avería de un interruptor o cualquier otro equipo que pudiera sufrir durante y después de una falla, además de presentarse problemas de inestabilidad, que generaría consecuencias para el sistema en cuestión como la pérdida de carga; además es importante resaltar que el sistema de la antigua EDC ha sido diseñado mediante un arreglo que de tal forma, ante el aislamiento de una barra, el sistema no se vea comprometido en la pérdida de las subestaciones de distribución, que son las encargadas de proveer alimentación a las cargas, que es en sí la finalidad principal del sistema, proveer servicio confiable. Es importante afirmar que los planteamientos expuestos anteriormente son realizados según las normas IEEE/ANSI C37 Guide for protective relay applications for power system buses apartado 5.

4.3 Subestaciones con nivel de tensión 69 kV que poseen protección diferencial de barra

Como se mencionó anteriormente, se procedió a realizar un levantamiento de cuales subestaciones de 69 kV de la región capital tenían protección diferencial de barra; por medio de los memorándums suministrados por la empresa, en donde se pudieron conocer los siguientes modelos de relés diferenciales:

Relé diferencial de barra, marca General Electric, modelo PVD11

Relé diferencial de barra, marca English Electric, modelo CAG14

Relé diferencial de barra, marca General Electric, modelo SBD11A

Relé diferencial de barra, marca General Electric, modelo PVD21

Relé diferencial de barra, marca General Electric, modelo SBD11B

Los parámetros de ajuste que manejan cada modelo de relé, para los modelos PVD11 y PVD21, se manejan parámetros de tensión (87L) y de corriente (87H); para el modelo SBD11 se manejan también parámetros de tensión V_t y de corriente I_r y por último para el modelo CAG14 sus parámetros de ajuste son la resistencia estabilizadora R_{es} y una corriente ajuste TAP.

Los modelos de los relés diferenciales de barra mencionados anteriormente son explicados detalladamente en el anexo 3.

A continuación se muestra en la tabla 2, las subestaciones que poseen protección diferencial de barra, así como sus modelos y ajustes actuales correspondientes.

Tabla 2: Ajustes actuales de los diferenciales de barra en S/E'S 69 kV

Subestación	Barra	Modelo del relé diferencial	Corriente de falla (kA)	Ajustes Actuales
Antimano	1 y 2	PDV11	15,729	TC : 1200/5 87L: 190 V 87H: 2 A
Arrecifes	1 y 2	CAG14	37,166	TC: 2000/5 TAP :4 A Res : 30Ω
Arrecifes	3	PVD21	37,166	TC: 1200/5 87L: 210V 87H : 2A
Barbecho	1	CAG14	4,160	TC: 1200/5 Res: 50 Ω TAP :2 A
Boulevard	1 y 2	PDV11	20,465	TC: 2000/5 87L:190V 87H: 2 A
Boyacá	1 y 2	SBD11	25,593	TC: 2000/5 VT:200 I: 2,5 A
Caraballeda	1 y 2	CAG14	29,300	TC: 2000/5 TAP :4 A Res:15 Ω
Coche	1	PDV21	13,092	TC: 1200/5 87L :82 V 87H : 2 A
Coche	2	PDV11	13,092	TC: 1200/5 87L: 82 V 87H :2 A
Convento	1 y 2	PVD21	34,716	TC: 2000/5 87L: 210 V 87H :2A
Convento	3 y 4	PVD11	34,716	TC: 2000/5 87L: 300V 87H :10A
Cota Mil	1 y 2	PVD11	-	TC: 2000/5 87L: 150V 87H: 2A
Cortada G	1	PDV21	8,091	TC: 2000/5 87L: 75V 87H :2 A
Curupao	1 y 2	PVD11	21,641	TC: 2000/5 87L :155V 87H: 2A

Subestación	Barra	Modelo del relé diferencial	Corriente de falla (kA)	Ajustes Actuales
Guaira	1	SBD11	12,570	TC: 2000/5 VT: 100V I :2,5A
Guaira	2	PVD21	12,570	TC: 2000/5 87L: 90V 87H : 2A
Junko	1 y 2	PDV21	7,150	TC: 1200/5 87L: 75V 87H : 2 A
Junquito	1 y 2	PVD11	39,362	TC: 2000/5 87L :300V 87H :10A
Lagunita	1 y 2	CAG14	20	TC: 1200/5 TAP: 4 A Res: 36 Ω
Longa España	1 y 2	PDV21	3,252	TC: 2000/5 87L :75 V 87H : 2 A
Luis Caraballo	1 y 2	CAG14	17,432	TC: 1200/5 Res : 20 Ω TAP: 5 A
Magallanes	1,2,3y4	PDV21	33,291	TC: 2000/5 87L : 230V 87H: 2A
OAM	1 y 2	PVD21	32,344	TC: 2000/5 87L :185V 87H : 2A
Papelón	1 y 2	PVD11	29,885	TC: 2000/5 87L : 300V 87H: 10A
Palo Verde	1 y 2	PDV11	-	TC: 1200/5 87L :190 V 87H :2 A
Panamericana	1 y 2	CAG14	19,705	TC: 2000/5 TAP: 3 A Res: 50 Ω
Pedreira	1 y 2	PVD11	16,424	TC: 2000/5 87L: 190 V 87H : 2A
San Antonio	1 y 2	PDV21	10,166	TC: 1200/5 87L: 80V 87H: 2 A

Subestación	Barra	Modelo del relé diferencial	Corriente de falla (kA)	Ajustes Actuales
Tacagua	1 y 2	PDV21	7,688	TC: 1200/5 87L :75V 87H : 2 A
Tapias	1 y 2	PDV11	7,291	TC: 1200/5 87L :150 V 87H : 2A
Tarzilandia	1	PVD11	22,918	TC: 2000/5 87L :190V 87H :2A
Tarzilandia	2	PDV21	22,918	TC: 2000/5 87L :190 V 87H :2A
Trapichito	1 y 2	CAG14	20,918	TC: 1200/5 Res: 25Ω TAP: 5 A

4.4 Criterios a considerar al realizar la revisión de los ajustes de los relés diferenciales de barra en 69 kV en Corpoelec región capital

Para la realizar la revisión de los ajustes de los relés diferenciales de barra de 69 kV de Corpoelec región capital se tomaron en consideración los criterios de:

4.4.1 Criterios de los parámetros de los TC's a empleados en la revisión

Uno de los esquemas más comunes y confiables para la protección diferencial de barras es el denominado de Alta Impedancia. Este esquema es utilizado actualmente en Corpoelec región Capital, por lo menos en su gran mayoría de las subestaciones. Para el ajuste de este esquema de protección se toma en cuenta el peor caso posible en cuanto a la operación de los TC. Es decir, se supone que ante falla externa, el TC próximo a la falla está totalmente saturado para la máxima corriente de falla. El ajuste toma en cuenta los casos de falla trifásica y de falla monofásica, debido a que estadísticamente son más frecuentes de ocurrir que las fallas bifásicas

[9,10]. La impedancia del relé diferencial se ajusta a valores muy elevados de tal forma que, para una falla externa, gran parte de la corriente secundaria se convierta en corriente magnetizante de los TC. En todo caso hay que proveer al relé con un varistor que limite los valores de tensión a niveles seguros.

Para una falla interna, todos los TC contribuyen con sus corrientes secundarias hacia el relé, el cual se ajusta por voltaje y no por corriente. En este caso el voltaje de saturación de los TC debe estar en el orden de 2 veces el voltaje de ajuste del relé para asegurar una rápida operación de los relé [9]. Este es, por lo tanto, el criterio de selección de la Clase de Precisión para los TC en los esquemas diferenciales de barra de alta impedancia.

Al realizar la revisión de los TC's existentes por medio de los planos de la empresa se llegaron a las siguientes observaciones:

En el caso de un TC con una única relación de transformación, la corriente primaria que indica la relación de transformación coincide con el valor de la corriente nominal primaria del TC.

En el caso de TC con múltiples relaciones de transformación, la corriente primaria nominal está definida por la mayor relación de transformación (ver normas ANSI/IEEE C57.13, Tablas 9 y 10).

Según las especificaciones SPECIFICATION S6-AA FOR CURRENT TRANSFORMER ASSOCIATED TO CIRCUIT BREAKER 69 KV- 2000 A - 5000 MVAcc de Corpoelec región Capital aplican los TC tipo pasatapa (bushing). Sin embargo, también aplican los TC del tipo bobinado (wound type) sumergidos en aceite según pudo conocerse por parte de la empresa [9].

En el caso de TC multirelación, son los valores de relaciones de transformación según la siguiente simbología (ver las normas ANSI/IEEE C57.13 aparte 4.8.2, Tabla 5):

2000/1600/1500/1200/1100/800/500/400/300: 5 A

Según las especificaciones SPECIFICATION S-2 FOR POWER CIRCUIT BREAKER S/E's de 230 kV, aplican los TC del tipo pasatapa (bushing). Sin embargo, también pueden ser utilizadas los TC tipo bobinado (wound type), según pudo conocerse por parte de la empresa [9], los valores de relaciones de transformación atendiendo a la simbología propuesta por las normas ANSI/IEEE C57.13 aparte 4.8.2, Tabla 5. Es decir:

3000/2500/2200/2000/1500/1200/1000/800/500: 5 A

Los TC bushing o pasatapa tienen una distribución del devanado secundario en forma de toroide cual rodea el perímetro entero del núcleo, este tipo de TC es utilizado para proporcionar aislamiento del conductor como del devanado primario, también es usado en equipos donde el devanado primario es compartido con otros componentes.

Los TC tipo bobinado tienen un devanado primario compuesto de alambres de cobre que conforman una o más vueltas en circuladas mecánicamente rodeando a uno o más núcleos. Este tipo de TC es usado para TC auxiliares y para relación de transformación baja y mediana.

No se tiene toda la información pertinente sobre los informes de prueba de los TC's, la empresa además no cuenta con los instructivos de los TC's; así que para poder realizar la revisión de los ajustes del relé diferencial de barra; se recurrió a las los valores de tensión de saturación y resistencia del devanado secundario estipulados en las memorias de cálculo suministrados por la empresa.

Para las subestaciones en que se tiene las curvas de excitación, se usaron las mismas para obtener los valores de E_s (punto de rodilla), para la obtención de la tensión de saturación se llevó a cabo el método estipulado en la norma ANSI/IEEE-C57-13-1993 apartado 6; estos valores pueden verse en la tabla 23 (anexo 7) La selección de los valores de resistencia del devanado secundario del TC se realizó

mediante la escogencia del mayor de todas las resistencia de los TC's involucrados en el esquema diferencial de barra, en donde hubiera más de un valor de Rs en las memorias de cálculo, en las que hubiera una sola se escogió ese valor por defecto, salvo en las subestaciones Trapichito, Antimano y Luis Caraballo donde se tiene el instructivo del TC General Electric en donde se muestra los cálculos de Rs y Es .Las ecuaciones para calcular Rs y Es del manual de TC General Electric se muestran el Anexo 12.

Los modelos de TC que se emplean en el esquema diferencial de barra según la información mostrada en los planos eléctricos suministrados por la empresa son los siguientes:

-TC marca Sprecher Energy Balteu.

-TC marca Westinghouse.

-TC marca AREVA.

-TC marca Mitsubishi.

-TC marca General Electric Bushing Tipo BR-B Y BR-C.

De este último se tiene conocimiento del manual del fabricantes, en el anexo 12 se describe las características de este modelo de TC.

4.4.2 Revisión y validación de los datos de longitud y resistencia de los cables que conectan a los TC's y al relé de protección diferencial de barra

Un punto importante a considerar en la revisión de los ajustes es la resistencia y longitud de los cables que conectan a los TC's y al relé diferencial. Se toma como criterio seleccionar la longitud más lejana que separa a unos de los TC's del equipo de protección, que es el peor caso, ya que genera mayor resistencia.

Los datos obtenidos en la revisión de las memorias de cálculos suministrados por la empresa conllevó a un tipo de conductor; de cobre #10 o AWG #10, con estos datos se procedió a calcular las resistencias del cable, para temperatura de operación de 75°C en la mayoría de las subestaciones a excepción de Convento y Papelón en 69 kV, donde fue de 95°C; el procedimiento se muestra en el anexo 4 y los valores obtenidos en la revisión en cuanto a los calibres y longitudes se muestran en la tabla 23 (anexo 7).

4.4.3 Valores de corriente de cortocircuito en las barras

Los valores de corriente de cortocircuito en las barras fueron suministrados por la empresa, obtenidas por las simulaciones realizadas por la misma en Digsilent Power Factory 14.0.5.10 bajo las condiciones que se ilustran en el anexo 6, que es la sumatoria de todas las corrientes de los circuitos que llegan a la barra, los valores de corriente que fueron suministradas por la empresa fueron monofásica y trifásica, según lo indicado en el punto 4.4.1, de estos se toma la de mayor magnitud corriente para realizar el ajuste, los otros criterios a considerar son tomados según los cálculos de ajustes mostrados por los manuales de los relés (anexo 3), en la tabla 22 (anexo 6) se muestran las corrientes de fallas de las barras de las subestaciones donde poseen relé diferencial de barra.

4.4.4 Valores de la resistencia estabilizadora para las barras donde posean relé diferencial CAG14

La resistencia estabilizadora (Res) es uno de los valores ajuste para el relé CAG14, sin embargo para unos casos, en varias subestaciones, según la información suministrada por las memorias de cálculo, se fija con anterioridad el valor de resistencia estabilizadora en campo, con la intención de que el burden no genere resonancia, optimizando espacio físico y costo económico, así como evitar que la

corriente que circula por el circuito diferencial no alcance el valor umbral de ajuste del relé cuando la corriente máxima que atraviesa la zona de protección sature al TC descartando la posibilidad de que se generen disparos en falso ;de modo que para este caso no es necesario realizar el cálculo mostrado en el manual de este parámetro, las que no están fijadas se calculan según lo indicado en el manual (anexo 3).

4.5 Diseño de la herramienta Excel

Al tener en cuenta todos los puntos anteriores, se realizó una herramienta Excel (anexo 8), que permitiera realizar los ajustes para todas las barras de las subestaciones que tuvieran como protección principal relé diferencial de barra, para los casos en donde se emplean curvas como para obtener el factor de seguridad K o conseguir el ajuste de parámetro de corriente (según el modelo del relé a usar) se procedió a graficar estas curvas y hacerle una regresión lineal, no lineal o logarítmica según el caso, para obtener una ecuación matemática con el fin de obtener estos valores de forma más precisa y expedita .

Para los relés diferenciales PVD11, PVD21 y SBD11, las ecuaciones que se emplearon en la herramienta Excel fueron las mostradas en los manuales, para estos modelos de relés se uso el método exacto que se explica en el anexo 3; con respecto a los parámetros de tensión $87L$ y I_t ; por otra parte para los modelos PVD11 Y PVD21 se realizaron las regresiones geométricas de las curvas para la obtención del parámetro de ajuste de sobrecorriente $87H$ y para el modelo SBD11 se tuvo en consideración en que subestaciones tenían pararrayos que es determinante para realizar el ajuste de Corriente I_t según las consideraciones explicadas en el anexo 3.

A continuación se mostrarán unos ejemplos de la forma o los pasos que se siguieron para realizar los ajustes, realizados por la herramienta Excel; para esto se escogió la Subestaciones Curupao 69 kV, Arrecifes 69 kV y Guaira 69 kV.

MEMORIA DE CÁLCULO

Subestación Curupao 69 kV

Barra 1 – 2 Relé Diferencial de barra 1 – 2 Modelo PVD11C

Corriente de cortocircuito: 28508 A Monofásica

Número de circuitos: 10

Relación de TC: 2000/5

Marca del TC: Sprecher Energy Balteu

Cable de alimentación de TC: Cu #10 (3,544 Ω /Km @ 25°C)

Resistencia de Inserción (devanado secundario): 0.688 Ω @ 75° C

Distancia del TC más lejano: 65 m.

Impedancia del Cable

$$Rl = 3.544 * 0.065 = 0.23036 \Omega @ 25^\circ C$$

Para una temperatura de 75°C

$$Rl2 = [1 + P1 \cdot (t2 - t1)] \cdot Rl1 = [1 + 0.00385 \cdot (75 - 25)] \cdot 0.23036 = 0.274 \Omega @ 75^\circ C$$

Para poder realizar los ajustes se debe conocer la tensión de saturación, el cual se obtiene de la curva de la grafica 21 (anexo 11), en donde se obtiene que $E_s = 800V$, según los procedimientos estipulados en las normas ANSI/IEEE C57.13.1993 apartado 6.10.

Factor K:

$$y = \frac{(R_s + R_l) * I_f}{E_s * N} = \frac{(0.688 \Omega + 2 * 0.2744 \Omega) * 28508 A}{800 V * 400} = 0.1101$$

Usando este valor, se procede a buscar el factor K según la gráfica 7 del manual (anexo 3) modelado como ecuación ($k = 0,2662 * y^2 - 0,8093y + 1,009$) por la Herramienta Excel resultando:

$$K = 0.92311$$

Calculo de VR:

$$VR = 2 * K * (Rs + Rl) * \frac{If}{N} = 2 * 0.93211 * (0.688\Omega + 2 * 0.274\Omega) * \frac{28508A}{400}$$

$$= 162.63V$$

Ajustando al valor del TAP superior permitido según el manual del relé explicado en el anexo 3, para garantizar la sensibilidad del relé, para evitar disparos en falsos.

$$87L = 190 V$$

Ajuste 87H

Este ajuste viene por la curva del manual del equipo grafica 8 (anexo 3), el indica que debería ser $87H = 0.53$ (obtenido por medio de la ecuación hecha mediante una regresión geométrica $V = 40,176 * LnI + 214,4$), pero el mínimo ajuste del relé es 2, por lo cual el ajuste se coloca en 2 A.

$$87H = 2 A$$

Este ajuste acarrea un error de precisión con respecto al valor calculado, por lo que se recomienda la sustitución del relé por uno de tecnología numérica.

Corriente de Excitación

De la Herramienta Excel $Ie=0.0117A$ @ $VR=190V$ por medio de la ecuación $Es = 151,17 * Ln(Ie) + 862,63$

De la Herramienta Excel $I1= 0.049 A$ @ $VR = 190 V$ por medio de la ecuación $V = 400,25 * I1^{0.2471}$

La corriente Ir se calcula de la siguiente forma:

$$IR = \frac{VR}{2600} = \frac{190}{2600} = 0.0730 A$$

Corriente mínima de operación:

$$I_{min} = \left[\sum_1^{10} I_e + IR + I1 \right] * N$$

$$I_{min} = [10 * 0.0117 + 0.0730 + 0.049] * 400 = 95.6307 A$$

Si referimos al lado secundario se tiene:

$$I_{min} = 0.239 A \text{ secundarios}$$

Subestación Arrecifes 69 kV

Barra 1 Relé Diferencial de barra Modelo CAG14

Corriente de falla: 44332 A Monofásica

Número de circuitos: 4

Relación de CT: 2000/5

Cable de alimentación de CT: Cu #10 (3,544 Ω /Km @ 25°C)

Resistencia de Inserción: 1,07 Ω @ 75° C

Distancia del CT más lejano: 90 mts

Impedancia del Cable

$$Rl = 3.544 * 0.090 = 0.3190 \Omega @ 25^\circ C$$

Para una temperatura de 75°C

$$Rl2 = [1 + P1 \cdot (t2 - t1)] \cdot Rt1 = [1 + 0.00385 \cdot (75 - 25)] \cdot 0.3190 = 0.3804 \Omega @ 75^\circ C$$

Calculo de Ir:

$$V = 2 * If * (Rs + Rp) = 2 * \frac{44332A}{400} * (1.07\Omega + 2 * 0.3804\Omega) = 405.81V$$

$$S_r = \frac{\frac{V}{2} - \frac{VA}{I_r}}{I_r}$$

Fijando el valor $S_r = 50\Omega$ (resistencia estabilizadora), se procede a manipular la ecuación para obtener el valor de I_r , quedando la siguiente ecuación;

$$2 * S_r * I_r^2 - V * I_r - 2 * VA = 0$$

Sustituyendo los valores:

$$2 * 50 * I_r^2 - 405.81 * I_r - 2 * 1 = 0$$

Donde se obtienen:

$$I_{r1} = 4,063 \text{ A y } I_{r2} = 0,0049 \text{ A}$$

Por lo que se escoge I_{r1} como la $I_r = 4 \text{ A}$

Subestación Guaira 69 kV

Barra 1 Relé Diferencial de barra Modelo SBD11

Corriente de falla: 14241 A Trifásica

Número de circuitos: 6

Relación de CT: 2000/5

Cable de alimentación de CT: Cu #10 (4.2262 Ω /Km @ 75°C)

Resistencia de Inserción: 1,07 Ω @ 75° C; $E_s = 800\text{V}$

Distancia del CT más lejano: 90 mts

Impedancia del Cable

$$R_l = 4.2262 * 0.09 = 0.3804\Omega @ 75^\circ\text{C}$$

La tensión de ajuste se obtiene por medio de la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned} V_t &= 1.25 * (R_s + p * R_l) * \frac{I_f}{N} = 1.25 * (1.07\Omega + 1 * 0.3804\Omega) * \frac{14241\text{A}}{400} \\ &= 64,547\text{V} \end{aligned}$$

El valor de ajuste selecciona a 100 V

Para el valor de ajuste de I_t , se fija en 2,5 A, debido a que se tiene conocimiento de la existencia de pararrayos contra descargas atmosféricas en la subestación, según lo especificado en el manual del equipo

Corriente de Excitación

De la Herramienta Excel del manual $I_x = 0.07417 \text{ A @ } V_R = 100 \text{ V}$ por medio de la ecuación $V = 17.19e^{37.75I_x}$

La corriente I_R se calcula de la siguiente forma:

$$I_R = \frac{2 * V_R}{2500} = \frac{2 * 100}{2500} = 0.08 \text{ A}$$

Corriente mínima de operación:

$$I_{min} = \left[\sum_1^6 I_x + I_R \right] * N$$

$$I_{min} = [6 * 0.07417 + 0.08] * 400 = 210.008 \text{ A primarios}$$

Si referimos al lado secundario se tiene:

$$I_{min} = 0.52502 \text{ A secundarios}$$

De forma similar se obtuvieron los demás ajustes según el modelo de relé que hay en cada subestación, en la tabla 3 se muestran los resultados que obtuvieron después de haber hecho los cálculos de los ajustes mediante la herramienta diseñada en Excel.

Tabla 3: Resultados de los ajustes realizados para S/E's 69 kV

Subestación	Barra	Modelo del relé diferencial	Corriente de falla (kA)	Ajustes Propuestos
Antimano	1 y 2	PDV11	20,190	TC: 1200/5 87L :190 V 87H: 2 A
Arrecifes	1 y 2	CAG14	44,332	TC: 2000/5 TAP :4 A Res : 50Ω
Arrecifes	3	PVD21	44,332	TC: 1200/5 87L: 210V 87H :2A
Barbecho	1	CAG14	9,855	TC: 1200/5 Res: 50 Ω TAP: 1 A
Boulevard	1 y 2	PDV11	24,486	TC: 2000/5 87L: 190V 87H : 2 A
Boyacá	1 y 2	SBD11	38,428	TC: 2000/5 VT: 300 V I: 2.5 A.
Caraballeda	1 y 2	CAG14	29,300	TC: 2000/5 TAP : 5A Res: 15Ω
Coche	1	PDV21	13,092	TC: 1200/5 87L :82 V 87H: 2 A
Coche	2	PDV11	13,092	TC:1200/5 87L:82 V 87H :2 A
Convento	1 y 2	PVD21	51,290	TC: 2000/5 87L:275 V 87H :3A
Convento	3 y 4	PVD11	51,290	TC: 2000/5 87L :300V 87H :10A
Cota Mil	1 y 2	PVD11	27,538	TC: 2000/5 87L:150 V 87H: 2A
Cortada G	1	PDV21	8,091	TC: 2000/5 87L75 V 87H :2A
Curupao	1 y 2	PVD11	28,508	TC: 2000/5 87L :190V 87H :2A

Subestación	Barra	Modelo del relé diferencial	Corriente de falla (kA)	Ajustes Propuestos
Guaira	1	SBD11	14,241	TC: 2000/5 VT: 100V I: 2,5A
Guaira	2	PVD21	14,241	TC: 2000/5 87L :90V 87H : 2A
Junko	1 y 2	PDV21	7,3614	TC: 1200/5 87L :75 V 87H : 2A
Junquito	1 y 2	PVD11	40,978	TC: 2000/5 87L :300 V 87H :10A
Lagunita	1 y 2	CAG14	20	TC: 1200/5 TAP: 2A Res: 36 Ω
Longa España	1 y 2	PDV21	5,328	TC: 2000/5 87L : 75 V 87H : 2 A
Luis Caraballo	1 y 2	CAG14	20,918	TC: 1200/5 Res: 20 Ω TAP: 5A
Magallanes	1,2,3 4	PDV21	43,300	TC: 2000/5 87L :290V 87H: 3A
OAM	1 y 2	PVD21	54,136	TC: 2000/5 87L: 275V 87H :3A
Papelón	1 y 2	PVD11	32,602	TC: 2000/5 87L:300V 87H :10 A
Palo Verde	1 y 2	PDV11	14,446	TC: 1200/5 87L :190V 87H :2A
Panamericana	1 y 2	CAG14	25,226	TC: 2000/5 TAP: 3 A Res: 50 Ω
Pedreira	1 y 2	PVD11	33,776	TC: 2000/5 87L :190 V 87H :2 A
San Antonio	1 y 2	PDV21	10,166	TC: 1200/5 87L :80 V 87H :2 A
Tacagua	1 y 2	PDV21	11,836	TC: 1200/5 87L :75 V 87H : 2 A

Subestación	Barra	Modelo del relé diferencial	Corriente de falla (kA)	Ajustes Propuestos
Tapias	1 y 2	PDV11	9,975	TC: 1200/5 87L :150 V 87H: 2 A
Tarzilandia	1	PVD11	29,093	TC: 2000/5 87L :190V 87H :2 A
Tarzilandia	2	PDV21	29,093	TC: 2000/5 87L :190 V 87H :2 A
Trapichito	1 y 2	CAG14	20,918	TC: 1200/5 Res: 25Ω TAP: 5 A

Para los modelos PVD y SBD contempla un cálculo de corriente mínima de operación del parámetro de tensión, sin embargo por no ser un valor de ajuste como tal no fue incluido en la tabla anterior, mas se muestra en la tabla 29 del anexo 13.

A continuación se muestra el ajuste que se realizó con la herramienta Excel, para la subestación Curupao 69 kV, de modo que se puedan comparar con los resultados realizados a mano, en la siguientes tablas 4 y 5 se ilustra lo mencionado anteriormente.

Tabla 4: Ajuste de tensión 87L para S/E Curupao 69 kV

Ajuste para el relé diferencial tipo PVD11							87L
Es(V)	Rs(Ω)	Rl(Ω)	If(kA)	N	k	Y	Vr(V)
800	0,688	0,548	28508	400	0,92311383	0,11011215	162,633677

La ecuación para obtener el factor es $k = 0,2662 * y^2 - 0,8093y + 1,009$

Este valor de tensión (87L) se ajusta a 190 V, valor mínimo que garantiza la operación del relé

Tabla 5: Ajuste de corriente para la S/E Curupao 69 kV

Curva de ajuste 87H V< 350v	
V(v)	I(A)
190	0,5448

Este valor de corriente (87H) se lleva a TAP de 2 A (valor mínimo de ajuste), la forma en el cual se obtiene este valor de ajuste sobrecorriente I se basa en el uso de las curvas de tensión de ajuste contra el ajuste 87H, que es mostrado y explicado en el manual del relé PVD11 en el anexo 3 el cual por medio de la herramienta Excel es modelada como una ecuación matemática que es $V = 40,176 * LnI + 214,4$ y así se obtiene el valor de ajuste en corriente.

Para el ajuste de la corriente mínima de operación, se obtuvieron los valores de corriente de la tabla 6 mediante las siguientes ecuaciones

$$Es = 151,17 * Ln(Ie) + 862,63$$


$$V = 400,25 * I1^{0.2471}$$

Tabla 6: Ajuste de la corriente mínima Subestación Curupao 69kV

Ir(A)	x	Ie(A)	I1(A)	Imin(A)
0,07307692	10	0,0117	0,049	95,6307692

A continuación se muestra en la tabla 7 parte de las tablas que conforman la herramienta Excel, mostradas en las tablas del anexo 8, que se empleo para realizar los ajustes

Tabla 7: Tabla del modelo PVD11 utilizado para realizar los ajustes en la subestación Curupao 69 kV

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
1	Rele diferencial PVD11												
2													
3													
4	Ajuste para el rele diferencial tipo PVD11 PARAMETROS								87L				
5	Es	Rs	Rl	If	N	k	Y	Vr	Ir	x	le	I1	Imin
6	800	0.688	0.5488	28508	400	0.92306033	0.11018342	162.72951	0.07307692	10	0.0117	0.049	95.6307692
7													0.23907692
8	Calculo de RI			Conversion de temperatura									
9	p	L	RI	p1	T2	T1	r	R					
10	3.544	0.07	0.24808	0.00385	75	25	0.24808	0.2958354					
11													
12	Factor de calidad K		Tabla			Curva característica del CT							
13	k	Y	K	Breaker	I continua	max lint (KA)	ns	Es	le	Rs	Rl	X	Imin
14	0.35	1.5	0.394	Fk-439-230-500	800	13	240	516	0.22	1.42	0.346	6	195
15	0.4	1.2		Fk-439-230/196-5000	800	13	240	516	0.22	1.42	0.346	6	195
16	0.45	1		Fk-439-230/196-3500	800	9.2	240	516	0.22	1.42	0.346	6	160
17	0.5	0.9		Fk-439-69-3500	2000	33	400	640	0.45	0.045	0.201	8	235
18	0.55	0.8		Fk-439-69-2500	1200	24	240	300	0.06	0.06	0.201	8	110
19	0.6	0.7		Fk-439-69-1500	1200	14.5	240	300	0.06	0.06	0.201	8	85
20	0.65	0.6		Fk-439-69-1000	600	9.6	120	150	0.12	0.12	0.201	8	90
21	0.7	0.48											
22	0.75	0.38		Curva de ajuste 87H V<350v									
23	0.8	0.3		Iv	V	87H							
24	0.85	0.2		0.01	55	0.54483908							
25	0.9	0.12		0.02	75	10							
26	0.95	0.05		0.07	100								
27	1	0		0.2	125								
28	0.37	1.7		0.4	150								
29	0.4	1.8		1	200								
30	0.45	1.9		2	225								
31	0.5	2		3	250								
32	0.6	2.1		6	300								
33	0.7	2.2		10	350								
34		0.11018342	0.92306033	Vr		190							
35													
36													
37	Curva de obtencion del factor k												
38	$K = 0.2662y^2 - 0.8093y + 1.009$												
39													
40													
41													
42													
43													
44													
45													
46													
47													
48													
49													
50													
51													
52													
53													
54													
55													
56													
57													
58													
59													
60													
61													
62													
63													
64													
65													
66													
67													
68													
69													
70													
71													
72													
73													
74													
75													
76													
77													
78													
79													
80													
81													
82													
83													
84													
85													
86													
87													
88													
89													
90													

En la tabla 8 se muestra el ajuste que realizó para la subestación Arrecifes 69 kV

Tabla 8: Ajustes de los parámetros de la Subestación Arrecifes 69 kV

Ajuste para relé CAG14								Si se conoce Rsr		
If(A)	N	Ifs(A)	n	Rs(Ω)	Rp(Ω)	Vr(V)	Ie(A)	Is(A)	Rsr(Ω)	Ir1(A)
44332	400	110,83	4	1,07	0,7608	405,815128	0,0604	5	50	4,0532

En las tablas 9 y 10 se muestran los ajustes para la subestación Guaira 69 kV

Tabla 9: Ajustes de tensión para la Subestación Guaira 69 kV

Ajuste para el Relé SBD					
If(A)	N	Rs(Ω)	p	RI(Ω)	Vt(V)
14241	400	1.07	1	0,3804	64,547

Tabla 10: Ajuste de la corriente mínima para Subestación Guaira 69 kV

Vs(V)	Ir(A)	Es(A)	Ie(A)	V(V)	I(A)	n	Ix(A)	Imin(A)	Iminsec(A)
282,842	0,08	800	0,0064	5600	0,032	6	0,07417	210,008	0,52502

La ecuación para obtener Ix fue $V = 17.19e^{37.75Ix}$

Al hacer la revisión de los ajustes de la protección diferencial de barra se llegó al escenario de un 30 % de diferencia entre los ajustes actuales y los obtenidos en la revisión, debido esencialmente a la variación de los niveles de cortocircuito en los que condujo un distinto ajuste, en la tabla 11 se muestran las subestaciones que obtuvieron distintos ajustes

Tabla 11: Cuadro comparativo de ajustes

Subestación	Ajustes Actuales	Ajustes Propuestos
Boyacá	TC's 2000/5 VT:200V i: 2,5 A	TC's 2000/5 VT:300 i: 2,5 A
Convento	TC's 2000/5 87L :210 V 87 H :3A	TC's 2000/5 87L:275V 87H: 3 A
Curupao	TC's 2000/5 87L :155 V 87H: 2A	TC's 2000/5 87L :190V 87H :2A
Magallanes	TC's 2000/5 87L :230 V 87H :3A	TC's 2000/5 87L :290V 87H :3A
Caraballeda	TC's 2000/5 TAP :4 A Res :15 Ω	TC's 2000/5 TAP:5 A Res :15 Ω
Lagunita	TC's 1200/5 TAP :4A Res :36 Ω	TC's 1200/5 TAP: 2 A Res :36 Ω
OAM	TC's 2000/5 87L:185V 87H : 2A	TC's 2000/5 87L: 275V 87H: 3A
Barbecho	TC's 1200/5 Res: 50 Ω TAP: 2 A	TC's 1200/5 Res: 50 Ω TAP: 1 A

4.6 Simulación de un caso en Digsilent Power Factory

Para la simulación de corriente de falla en barra por medio del programa Digsilent Power Factory, se tomó como caso de estudio la subestación Boyacá 69 kV, debido a las dificultades que se han tenido respecto a disparo en falso de la protección diferencial de barra, al operar cuando se producen fallas externas a la zona de protección que el opera, en donde se realizaron las simulaciones de cortocircuito monofásico y trifásico. El parámetro que se emplea para certificar los ajustes realizados anteriormente es la corriente de falla que es la que varía al proceder con la revisión, la cual permite comparar los valores de corriente de falla que fueron entregados por la empresa para realizar los ajustes y los valores de corriente obtenidos por las simulaciones del programa, al hacer esto se observa que las corrientes de corto circuito son equivalentes, (ver anexo 6), además se realizó un programa en DPL(Digsilent Program Lenguaje) que simulara el cálculo de ajuste de la protección diferencial de barra existente en dicha subestación.

Los pasos que se siguieron para realizar el programa se basaron en las ecuaciones de ajuste del modelo SBD11, de esta forma se empleo el nivel de cortocircuito simulado (monofásica) y se introdujo como variable además de los valores de burden del circuito diferencial del relé y se comparó el valor obtenido en el programa con el que arrojó la herramienta Excel, permitiendo correr una simulación que se obtiene como resultado el disparo o no de la protección modelada por medio de la ecuación del cálculo de ajuste en tensión, los pasos para la implementación del programa se encuentran en el anexo 14, de esta forma se certifica la validez de los ajustes realizados por medio de la herramienta Excel, en las siguientes figuras 27 y 28 se ilustran los niveles de cortocircuito de falla monofásica y trifásica respectivamente y en la figura 29 se observa el programa realizado en DPL .

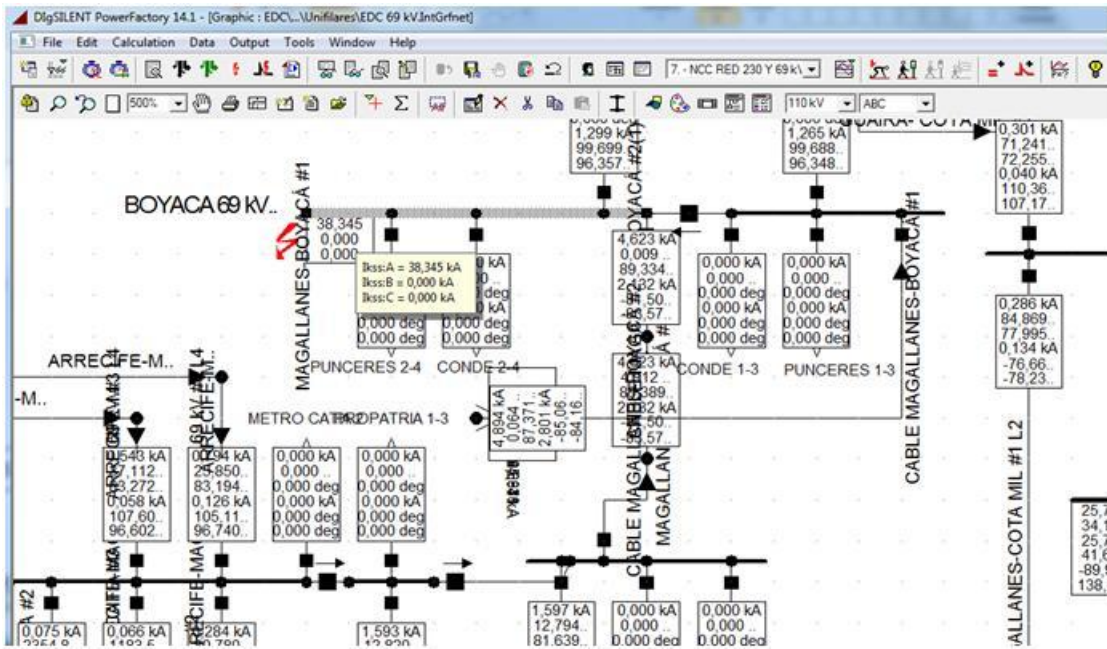


Figura 27: Simulación de cortocircito monofásico en la barra 1 de Boyacá 69 kV

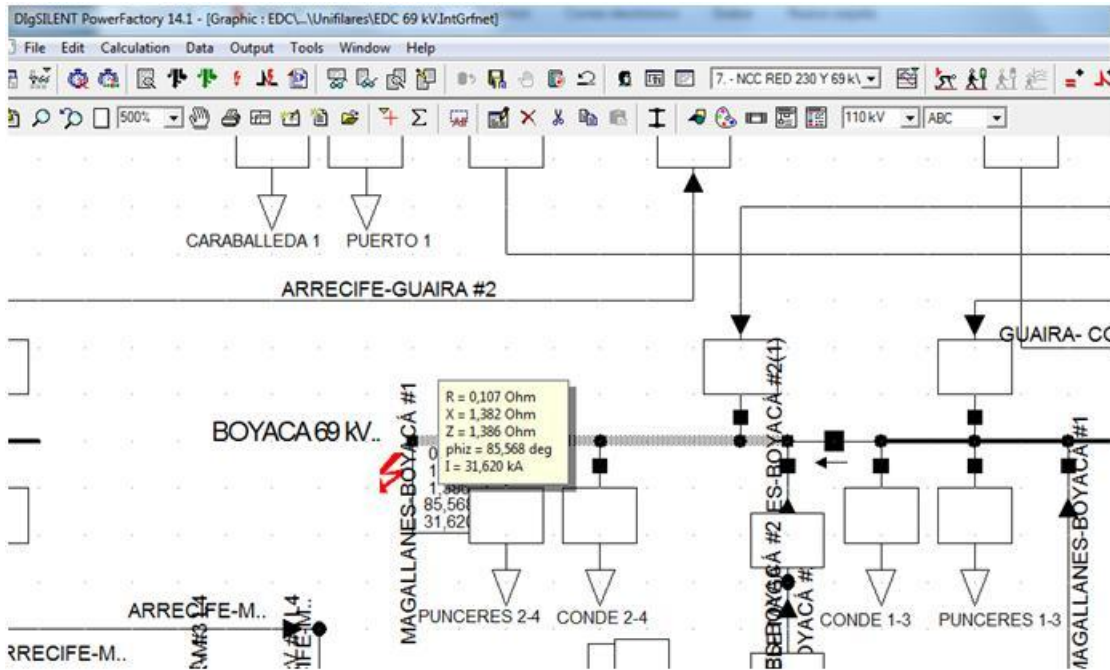


Figura 28: Simulación de cortocircito trifásico en la barra 1 de Boyacá 69 kV

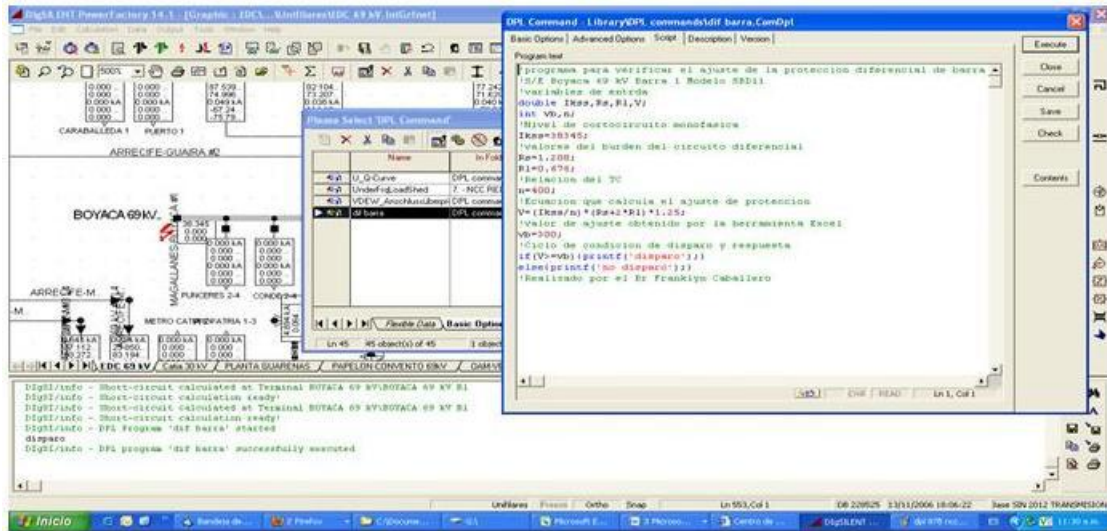


Figura 29: Simulación del programa DPL

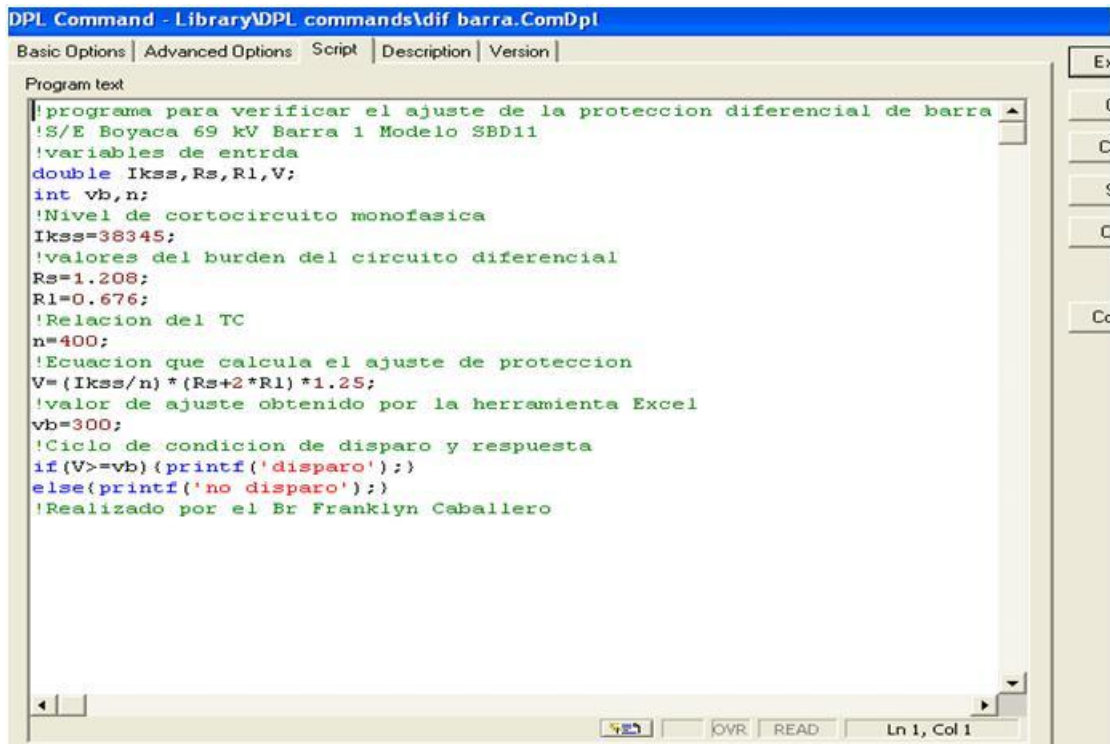


Figura 30: Código DPL implementado

A continuación se presentan las tablas 12, 13 y 14 correspondientes a la data que se obtuvo de las simulaciones mostradas anteriormente

Tabla 12: Data de resultados de la simulación cortocircuito monofásico

[2013/10/01 19:38:30] DigSI/info - Short-circuit calculation ready!									
					DigsILENT Project:				
					PowerFactory				
					14.1.3 Date: 10/1/2013				
Verification									
Short-Circuit Calculation according to IEC60909					Single Phase to Ground / Max. Short-Circuit Currents				
Asynchronous Motors			Grid Identification			Short-Circuit Duration			
Always Considered			Automatic			Break Time		0,10 s	
						Fault Clearing Time (Ith)		1,00 s	
			Conductor Temperature			c-Voltage Factor			
			User Defined No			User Defined No			
Short Circuit Location		0-1-2 Sequence Voltages		Sk*		Iks		0-1-2 Sequence Currents	
		[kV]	[deg]	[MVA]	[kA]	[deg]	[kA]	[deg]	
BOYACA 69 kV B1 Substation: BOYACA 69 kV1		26,11	0,32	A	1527,554	39,345	-86,05	I1	12,782 -86,05
		U2	179,65	B	0,000	0,000	0,00	I2	12,782 -86,05
		U0	8,16	C	0,000	0,000	0,00	3*I0	39,345 -86,05
Grid: EDC System Stage: 7. - NCC RED 23 Annex: / 2									
rtd.V.	Line to Ground Voltages	0-1-2 Sequence Voltages		Sk*	Currents		0-1-2 Sequence Currents		
[kV]	[kV]	[deg]	[kV]	[deg]	[MVA]	[kA]	[deg]	[kA]	[deg]
Values at Observation Location									
BOYACA 69 kV B1 Substation: BOYACA 69 kV									
69,00		A	0,00	0,00	U1	26,11	0,32		
		B	40,42	-107,57	U2	179,65	179,65		
		C	39,72	107,98	U0	8,16	-178,23		
Cub_10 /Coup CBS		Terminal 1		A	768,775	19,298	93,89	I1	6,400 93,96
to : BOYACA 69 kV B2				B	3,972	0,100	81,73	I2	6,400 93,96
				C	3,969	0,100	81,77	3*I0	19,493 93,77
Cub_6 /Branch MAGALLANES-BOYACA #2		Terminal 3		A	184,169	4,623	96,42	I1	1,958 96,05
to : MAGALLANES 69 kV 3-4				B	49,668	1,247	-85,45	I2	1,958 96,05
				C	49,672	1,247	-85,25	3*I0	2,132 98,50
Cub_7 /Branch TAREILANDIA- BOYACA #2		Terminal 1		A	179,144	4,497	-83,64	I1	2,031 -84,01
to : TAREILANDIA 69 kV				B	63,773	1,601	94,92	I2	2,033 -83,99
				C	63,720	1,600	95,08	3*I0	1,300 -80,30
Cub_5 /Tr3 TRF. BOYACA #2		MV-Side		A	396,081	9,942	91,83	I1	2,402 90,52
to : BOYACA 230 kV				B	109,589	2,751	95,23	I2	2,397 90,49
				C	109,546	2,750	95,41	3*I0	15,437 93,07
Cub_8 /Lod CONDE 2-4				A	0,000	0,000	0,00	I1	0,000 0,00
				B	0,000	0,000	0,00	I2	0,000 0,00
				C	0,000	0,000	0,00	3*I0	0,000 0,00
Cub_9 /Lod PUNCERES 2-4				A	0,000	0,000	0,00	I1	0,000 0,00
				B	0,000	0,000	0,00	I2	0,000 0,00
				C	0,000	0,000	0,00	3*I0	0,000 0,00

Tabla 13: Data de resultados de la simulación de cortocircuito trifásica

```
[2013/10/01 19:43:23] DigSI/info - Short-circuit calculation ready!
```

		DigSILENT	Project:
		PowerFactory	
		14.1.3	Date: 10/1/2013

Verification		3-Phase Short-Circuit / Max. Short-Circuit Currents	
Short-Circuit Calculation according to IEC60909			
Asynchronous Motors	Grid Identification	Short-Circuit Duration	
Always Considered	Automatic	Break Time	0,10 s
		Fault Clearing Time (Ith)	1,00 s
Decaying Aperiodic Component (idc)	Conductor Temperature	c-Voltage Factor	
Using Method B	User Defined No	User Defined	No

Short Circuit Location	Voltages [kV]	[deg]	S _k * [MVA]	I _{kes} [kA]	[deg]
BOYACA 69 kV B1 Substation: BOYACA 69 kV	0,00	0,00	3778,912	31,620	-85,57

Grid: EDC	System Stage: 7. - MCC RED 23	Annex: / 2
-----------	-------------------------------	------------

	rd.V. [kV]	Voltages [kV]	[deg]	S _k * [MVA]	Currents [kA]	[deg]
Values at Observation Location						
BOYACA 69 kV B1 Substation : BOYACA 69 kV	69,00	0,00	0,00			
Cub_10 /Coup CBS	Terminal 1			1892,225	15,833	94,44
Cub_6 /Branch MAGALLANES-BOYACA #2	Terminal 3			578,063	4,837	96,53
Cub_7 /Branch TARIILANDIA- BOYACA #2 69	Terminal 1			600,470	5,024	-83,53
Cub_5 /Tr3 TRF. BOYACA #2	MV-Side			710,200	5,943	90,99

Tabla 14: Resultado arrojado por el programa DPL

```
DigSI/info - Short-circuit calculated at Terminal BOYACA 69 kV\BOYACA 69 kV B1
DigSI/info - Short-circuit calculation ready!
DigSI/info - Short-circuit calculated at Terminal BOYACA 69 kV\BOYACA 69 kV B1
DigSI/info - Short-circuit calculation ready!
DigSI/info - DPL Program 'dif barra' started
disparo
DigSI/info - DPL program 'dif barra' successfully executed
```

La corriente monofásica obtenida de la simulación es 38345 A, mientras que la suministrada por la base de datos de la Empresa es 38428 A (Tabla 22 anexo 6), el cual no representan diferencias en cuanto al ajuste que se obtuvo para el caso de Boyacá 69 kV

4.7 Propuestas a soluciones donde se incluyen reemplazo de equipos y de nuevas tecnologías

Actualmente Corpoelec región Capital, tiene instalado en las Subestaciones de 230 kV como La Raisia, Curupao y El Sitio, relés numéricos de tecnología más actualizada que los relés electromecánicos diferencial de barra en las subestaciones de 69 kV y de 230 kV.

Los relés numéricos son esencialmente de tecnología digital, el cual poseen unidad de señalización y unidades visibles al exterior, así como comunicación por puertos serial paralelo. Su funcionamiento, en primer lugar determina los valores de la información adquirida y posteriormente se comparan con ajustes particulares de cada relé para dar una respuesta. Esta respuesta se toma en base a las siguientes condiciones: siendo el valor de interés mayor al ajuste los contadores comienzan a contar (valor 1 lógico), al terminar se activa la alarma o disparo (respuesta), si el valor de interés está por debajo del valor de ajuste se ponen en cero los contadores y no hay un disparo o alarma [3].

4.7.1 Ventajas y desventajas de los relés numéricos [3]

Entre las ventajas de utilizar relés numéricos en vez de relés electromecánicos se pueden nombrar:

- Menos relés de protección y por lo tanto menos cableado, con una sola unidad de hardware se pueden incluir todas las funciones de varios relés, reduciendo costos.
- La información de los parámetros de protección pueden mostrarse en una pantalla frontal.

- Los cambios de diseño no son más que cambios en el software.
- Tienen posibilidad de adaptar sus ajustes a las condiciones cambiantes del sistema.

Entre las desventajas de utilizar relés numéricos se pueden nombrar:

- Al colocar varias funciones de protección en una sola unidad se corre el riesgo que ante falla en la misma se vean afectadas todas las funciones de protección.
- Son más sensibles a las condiciones ambientales e interferencias electromagnéticas de las subestación.
- Tienen menor tiempo de vida útil.

Los relés numéricos que están instalados en las subestaciones anteriormente nombradas son:

Relé diferencial de barra de alta impedancia, marca SCHWEITZER ENGINEERING LAB (SEL), modelo 587Z.

Relé diferencial de barra de baja impedancia marca General Electric (GE), modelo B 90.

Relé diferencial de barra, marca SIEMENS, modelo 7SS52.

Relé diferencial de barra, marca SEL, modelo 487 B.

Estos relés numéricos, existentes en la empresa, podrían ser una opción para el reemplazo de los relés electromecánicos en un tiempo a largo plazo, pensando oportunamente en el desarrollo e innovación de esta tecnología de punta que es a donde se planea llegar para ofrecer así un mejor servicio de acuerdo con las demandas y exigencias que demanda cada vez más la población a nivel eléctrico, siempre y cuando se toman en consideración las ventajas y desventajas nombradas anteriormente y el costo económico en la implementación o compra de más unidades de estos relés. Sin embargo también es importante considerar las sugerencias que se

ilustran en la sección RECOMENDACIONES, que pueden solventar en gran medida los inconvenientes que se han venido presentando en cuanto a disparos en falso y capacidades de cortocircuito de interruptores que no son lo más acordes a las fallas que se pudieran presentar en las barras, trayendo consecuencias severas y perjudiciales al sistema de transmisión de la región Capital.

4.7.2 Descripción resumida de los relés numéricos propuestos

Relé diferencial de barra de alta impedancia SEL 587Z [13]

El relé SEL 587Z es una protección de tecnología digital que ofrece inmunidad contra mala operación del relé por efecto de saturación de los TC's por medio del uso interno de una resistencia interna de 2000 ohmios para proveer seguridad contra los efectos de este fenómeno. Internamente está montado un resistor varistor que está conectado en paralelo con la unidad de alta impedancia, en la figura 31 se muestra una unidad SEL 578Z.



Figura 31: Unidad de relé diferencial SEL 587Z

EL SEL587Z posee también funciones de protección contra sobrecorriente, conectado por fases separadas, incluyendo un instantáneo y definido tiempo de actuación, además de elementos de tiempo inverso de sobrecorriente, en la siguiente

Figura (figura 32) se muestra las diversas funciones de la unidad SEL578Z, así como sus conexiones.

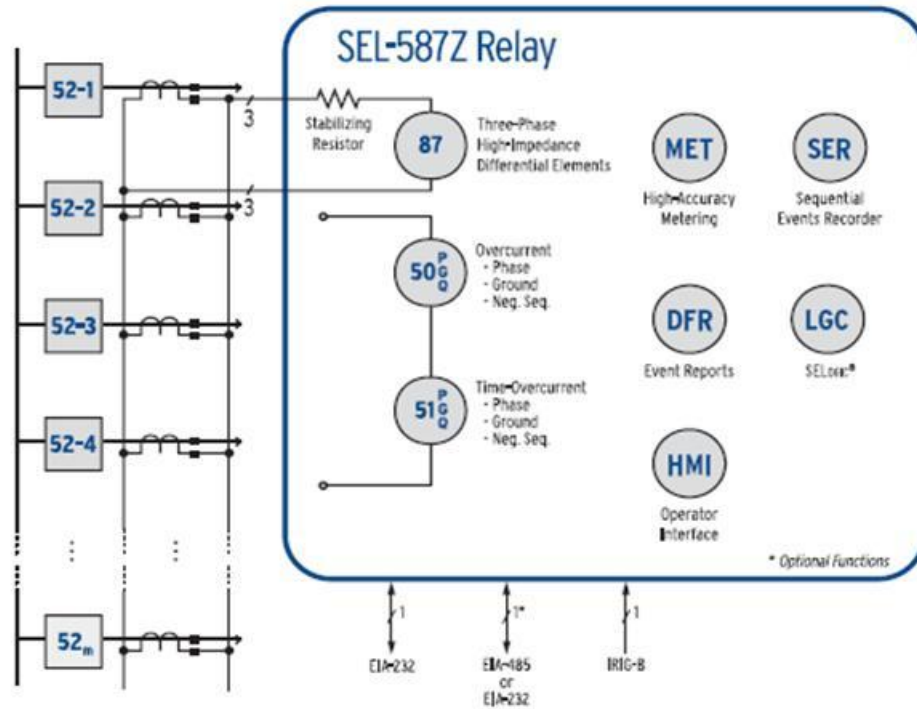


Figura 32: Esquema de conexión del SEL 587Z

Especificaciones de hardware:

Elementos de alta impedancia (87A, 87B, 87C)

120V continuos, a línea 3000V simétrica

Burden 2000Ω resistencia estabilizadora

Rango 20- 80 V

Voltaje limitador del varistor 1800 V

Máximo rango de energía del varistor 2500 J a 5000 J

Rango de voltaje AC 750 V

Contribución de corriente AC (IA, IB, IC)

5A nominal

15 A continuos, 500A para un segundo, lineal a 100 A simétrica, 625 A para un ciclo

Burden <0.16 VA @ 5A; <1.15 VA @ 15A

Rango 0.5- 80A

1A nominal

3 A continuos, 100A para un segundo, lineal a 20 A simétrica, 250 A para un ciclo

Burden <0.06 VA @ 1A; <0.18 VA @ 3A

Rango 0.1- 16A

Rango de alimentación

24 V 16-36 Vdc

48/125 V 36-200 Vdc o 85 – 140 Vdc

125/250 V 85-350 Vdc o 85 – 264 Vdc

5.5 W máximo

Temperatura de operación

De -45 °C a 85 °C

Relé Diferencial de barra de baja impedancia GE B90 [15]

El relé numérico General Electric B90 de baja impedancia es un dispositivo basado en arquitectura de microprocesador que provee protección para barras, este equipo puede ser programado individualmente, en la figura 33 se muestra un dispositivo B90.



Figura 33: Dispositivo relé GE B90

El relé B90 incluye protecciones y funciones como se muestra seguidamente:

- Protección Multi-zona diferencial con funciones de restricción (porcentual) y no restrictiva (instantáneo) incorporados. La protección diferencial es rápida con un tiempo típico de respuesta de $\frac{3}{4}$ de un ciclo y con un máximo tiempo de respuesta de 1 ciclo.
- Esta provisto de función de chequeo de zona por programación para proveer una protección en la zona diferencial de la barra.

- Posee una función de multi-zona de protección de tal forma que permite configurar multi-secciones a la barra.
- Tiene una función de monitoreo de avería en los TC's por cada zona diferencial de protección.
- Esta provista de una función de falla interruptor para un máximo de 24 interruptores
- Posee funciones de sobrecorriente instantánea y temporizado.
- El dispositivo contra con protección contra baja de tensión por cada inyección de voltaje.

En la siguiente figura (figura 34) se ilustra lo mencionado anteriormente

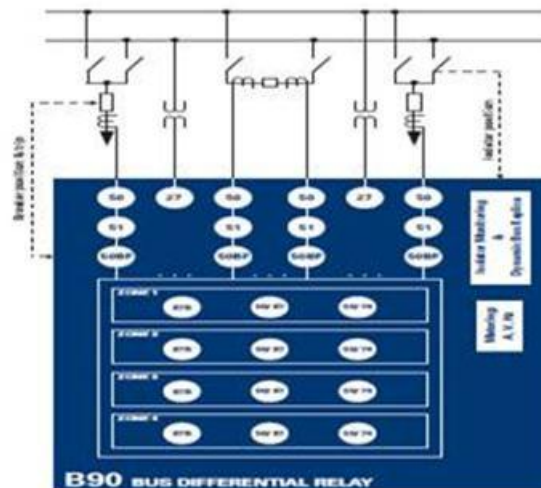


Figura 34: Esquema de las funciones existentes en el relé B90

Especificaciones del Relé B90

Corriente AC

Corriente secundaria: de 1 a 5 A por conexión

Frecuencia nominal: de 20 a 65 Hz

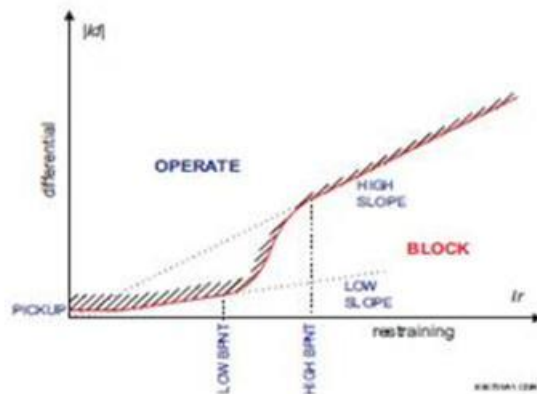
Burden: 0.2 VA

Voltaje AC

Voltaje en el secundario: de 50 a 240 V

Frecuencia nominal: de 20 a 65 Hz

Característica de operación diferencial :El relé B90 basa su operación en corriente diferencial, el cual, su función se rige por la característica de operación diferencial donde se determina las zonas de operación y bloqueo del relé, en donde se usa pendientes de punto de ruptura como se muestra en la gráfica 4 ; en el primer punto de ruptura(Low BPNT) especifica el límite de garantía de operación lineal de los TC's, en este punto se define la pendiente baja(LOW SLOPE), mientras que el segundo punto de ruptura (HIGH BPNT) especifica los límites de operación de los TC's sin efecto de saturación, en este punto se define la pendiente alta (HIGH SLOPE).



Gráfica 4: Curva característica de operación diferencial

Relé diferencial de barra Siemens 7SS60 [16]

El relé 7SS60 es un dispositivo numérico de corriente diferencial (baja impedancia) para proveer protección a barras en una configuración centralizada. Este dispositivo se utiliza para barras con arreglos de barra simple, interruptor y medio y barra doble; por ser un relé de baja impedancia admite sus TC's con diferentes relación de transformación; en la figura 35 se muestra una unidad de este equipo.



Figura 35: Dispositivo Siemens 7SS60

El relé 7SS60 puede ser conectado por fase de manera que sus TC's registren la corriente secundaria que equivale a la corriente primaria que pasan por las líneas que llegan a la barra, de tal forma de que cada medición de corriente se hace por separado, pero también un solo relé puede ser conectado de tal forma que registre las corrientes de las tres fases, en la figura 36 se ilustran lo mencionado anteriormente.

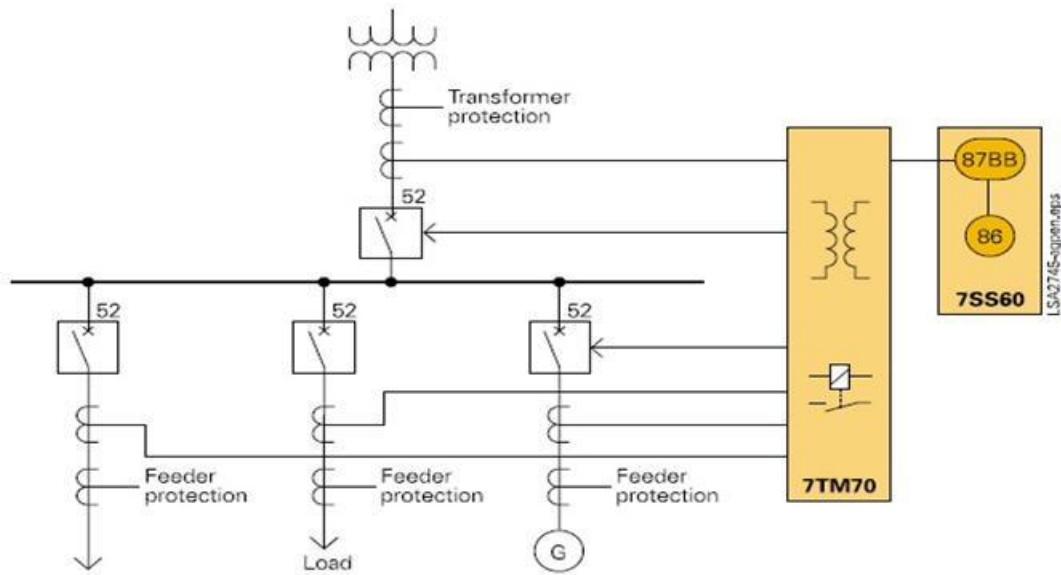
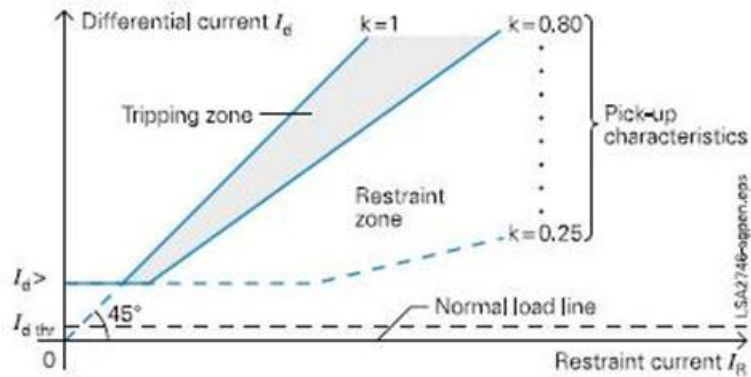


Figura 36: Esquema de conexión del relé 7SS60

Característica de ajuste de la protección diferencial: Las características pueden ser ajustadas en los parámetros para corriente diferencial (I_d) > valor de ajuste y para el factor K el cual se considera lineal y no lineal para errores en los TC's, las corrientes diferenciales están sobre la característica de ajuste que rige el disparo (tripping zone).

Una corriente sensitiva independiente monitorea con su parámetro I_d thr detectando fallas (cortocircuitos) de TC's, sus devanados e incluso sus corrientes de carga, las mediciones afectadas del sistema son bloqueadas y una alarma es dada, por esto la estabilidad de la barra se asegura en caso de fallas externas, la gráfica 5 ilustra la zona de operación del relé.



Gráfica 5: Curva característica de operación del relé 7SS60

Especificaciones del relé (data técnica)

Rangos de ajustes

Corriente diferencial $I_d > 0.20$ a 2.50

Factor de restricción k : 0.25 a 0.80

Tolerancia de la corriente diferencial: $\pm 5\%$ del valor de ajuste

Mínima duración del comando de disparo: $0.01s$ a $32s$ (en pasos de $0.01s$)

Tiempo mínimo de operación: $10ms$ a $50/60Hz$

Tiempo típico de operación: $40ms$ a $50/60Hz$

Relé diferencial de barra 487 B SCHWEITZER ENGINEERING LAB. [14]

El relé numérico SEL 487B funciona mediante el censo de corriente diferencial de forma rápida ofreciendo así una protección a la barra al el cual protege, en la siguiente figura (figura 37) se muestra un equipo 487B.



Figura 37: Equipo Relé SEL 487B

El dispositivo 487B también posee otras funciones de protección como función de sobrecorriente instantáneo y temporizado, función contra falla interruptor además del diferencial de barra, además de tener una avanzada detección de avería de TC's, el cual ofrece una mayor seguridad a la zona de protección diferencial, en la siguiente figura (figura 38) se muestra el diagrama de conexiones del SEL 487B.

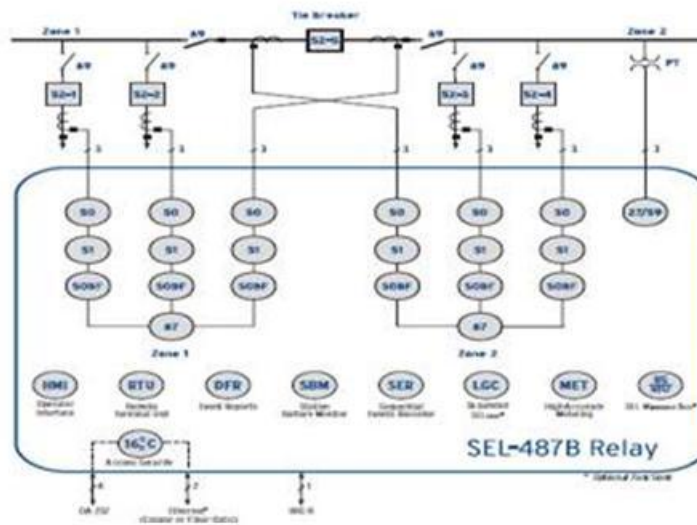


Figura 38: Esquema de conexiones del SEL 487B

Aplicaciones

El relé SEL 487B es utilizado en arreglo de barra simple, barra seccionada, doble barra e interruptor y medio

Se utiliza el relé por fase, el cual provee una aplicación monofásica

Especificaciones de Hardware

AC Inyección de tensión

Por fase, en secuencia cero y negativa

600 Vac por 10 segundos

300 V línea- neutro continuos

Burden 0.03 VA a 67V, 0.06 VA a 120V, 0.8VA a 300V

AC Inyección de corriente

5 A nominal

15 A continuos, lineal a 100 A simétrico, 500 A a 1 segundo, 1250 A a 1 ciclo

Burden 0.27 VA a 5 A, 2.51 VA a 15 A

1 A nominal

3 A continuos, lineal a 20 A simétrico, 100 A a 1 segundo, 250 A a 1 ciclo

Burden 0.13 VA a 1 A, 1.31 VA a 3 A

CAPITULO V

ANÁLISIS DE RESULTADOS

Luego de realizar la revisión de los ajustes de la protección diferencial de barra para subestaciones en 69 kV de Corpoelec región capital, se puede observar diferencias de ajustes realizados con respecto a los ajustes actuales en algunas S/E's, esto se debe a la variación de la corriente de cortocircuito obtenida según los datos suministrados por la empresa debido al incremento de la generación en el sistema, que arrojan valores más altos de tensión de ajuste; los niveles altos de cortocircuito en S/E's como Convento, OAM, Curupao y Arrecifes 69 kV traen como consecuencia estas diferencias, en las subestaciones como Barbecho, Boyacá, Convento, Curupao, Magallanes, OAM, Caraballeda y Lagunita se obtuvieron ajustes distintos a los existentes que representa el 30% de la totalidad de S/E's que tienen protección diferencial de barra en el sistema de 69 kV realizados con la herramienta Excel diseñada.

La herramienta Excel diseñada para la verificación de los ajustes de la protección diferencial de barra fue de gran utilidad ya que permitió realizar los cálculos pertinentes de forma más rápida y con una mayor precisión, la misma queda como un aporte a la empresa para realizar a futuro otras revisiones de los ajustes de esta protección en el sistema capital; así como puede emplearse para realizar los ajustes de la protección diferencial de barra en otros niveles de tensión que tengan los mismos modelos de protección contemplados en la herramienta computacional.

Los niveles de cortocircuito obtenidas fueron realizadas bajo el escenario de interruptor de unión de barra cerrado, por lo que podría pensarse que al trabajar en un escenario con los interruptores de unión de barra abiertos en Convento y OAM que disminuirían los niveles de cortocircuito y se obtendrían valores de ajuste con mayor sensibilidad para la protección diferencial de barra.

Teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente, se enumeran a continuación una serie de recomendaciones que apuntarían al mejoramiento de la operación de la protección diferencial de barra en el sistema capital de 69 kV y a la obtención de niveles de cortocircuito más bajos en las barras que permitirían tener un mejor ajuste de la protección de alta impedancia.

RECOMENDACIONES

En relación a los esquemas de protección diferencial de barra de alta impedancia, es importante seguir las siguientes recomendaciones:

- La Resistencia secundaria y los conductores de conexión deben tener valores lo más bajos posibles.
- Los TC deben ser de tipo "bushing" o con núcleo toroidal, debido a que reducen el espacio físico y son más económicos.
- Las conexiones debe hacerse lo más cercano posible a los TC, y preferiblemente equidistantes para que las impedancia de los cables sean bajas y muy parecidas.
- No usar TC con multirelación. En el caso de usar un TC multirelación debe utilizarse el arrollado completo.
- Se debe prestar cuidado al aislamiento de los arrollados del TC puesto que pueden aparecer tensiones muy elevadas, inusuales en TC para otras aplicaciones.
- La definición de la clase de precisión de los TC's debería quedar a criterio a la selección y ajuste del relé correspondiente.
- Si la información del relé es insuficiente para definir la clase de precisión de los TC's, se recomienda seguir las metodologías o criterios explicados anteriormente.
- Es recomendable, que los TC involucrados en un esquema de protección diferencial de barra sean todos del mismo tipo y de la misma relación de transformación.

- Se sugiere revisar las conexiones de los TC's, para descartar si hay conexiones inadecuadas de donde pudieran añadir resistencias no deseables que pudieran originar falsos disparos por partes de los relés de protección.

- Hacer un levantamiento sobre la información de las curvas de saturación de los TC's para obtener mejores ajustes de los diferenciales de barra, en las S/E's en donde no se tenga dicha información, para ello se propone realizar pruebas de saturación a los TC's para poder caracterizar la curva de saturación.

En relación a los niveles de cortocircuito suministrados por parte de la empresa, se indican las siguientes recomendaciones:

- En la actualidad los niveles de cortocircuito en las S/E Convento 69 kV y OAM 69 kV son mayores que la capacidad de cortocircuito de sus interruptores, por lo que se sugiere colocar interruptores con mayor capacidad de interrupción.

- Como medida de corto plazo, se sugiere abrir el interruptor de unión de barras 2-3 para Convento 69kV para así obtener niveles de cortocircuito que estén dentro de los rangos de capacidad de interrupción del interruptor en cuestión.

CONCLUSIONES

Por medio de este trabajo de grado se lograron realizar satisfactoriamente las actividades pautadas para cumplir cada unos de los objetivos planteados inicialmente como conocer el sistema de generación, transmisión y distribución de la empresa Corpoelec región Capital, los esquemas de protección existentes en los diversos equipos del sistema eléctrico capitalino y estudiar los principios de operación de un relé diferencial de barra, específicamente en alta impedancia así como sus parámetros de ajustes por medio de los manuales que fueron abordados y estudiados que conllevó al diseño de una herramienta Excel que permitiera hacer los ajustes de la protección diferencial de barra de forma más expedita, además de los nuevos ajustes que se obtuvieron de los que quedará como aporte del autor a la Empresa para realizar revisiones a futuro y también aplicable a otros niveles de tensión que tenga los modelos de relé que poseen las subestaciones de 69 kV con este tipo de protección.

También es importante resaltar que se hicieron propuestas y recomendaciones acerca de los niveles de cortocircuito que superan la capacidad de interrupción de los interruptores, queda por parte de la Empresa decidir cuál de ellas se tomarán en consideración para llevarla a práctica dependiendo de los riesgos y costo económico que estas llevan intrínseca, así como desde luego la sustitución en futuro a mediano o largo plazo de las protecciones electromecánicas por tecnología digital que es adonde toda empresa apunta, hacia la innovación tecnológica que conlleven al mejoramiento de la calidad de servicio que esta provee, siempre y cuando estas tecnologías sean viables a nivel de seguridad y economía.

A su vez se logró trabajar con el módulo DPL de Digsilent para simular un caso de cálculo de ajuste, por medio de programación, en donde se certificaron los ajustes realizados por la herramienta Excel.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Gil Rafael B, Trabajo de ascenso, Análisis de Sistemas de Potencia Capitulo 1 Universidad Central de Venezuela, Caracas, Diciembre 2000.
- [2] Slideserve, Subestaciones Eléctricas, definición, tipos y configuraciones (2012) <http://www.slideserve.com/bingham/subestaciones-el-ctricas-definiciones-tipos-y-configuraciones>.
- [3] Yamir García Aguilar, Informe de pasantía, Implementación de relés numéricos en la subestación convento 230 kV de la EDC, 2010.
- [4] Andrichak JG, Cardenas Jorge Bus Differential Protection, Twenty Second Annual Western Protective Relay Conference. Washington, 1995.
- [5] Brand, L.; Moncada, J. “Protecciones de Sistemas Eléctricos”, Editado por Hugo González, Chile, 1976.
- [6] Behrendt, Costello David and Zocholl Stanley, Considerations for using High Impedance or Low Impedance Relays for bus differential protection, Schweitzer Engineering Laboratories 2010.
- [7] Red Eléctrica de España. Criterios Generales de protección de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares (2005).
- [8] Gavotti B Nicolás Descripción de la filosofía general de protecciones del sistema de la CC La Electricidad de Caracas, Dpto. de normas de ingeniería de la C A EDC.

- [9] Candela Carmelo, Revisión de las especificaciones de transformadores de corriente y de potencial asociados a los sistemas de protección de la EDC, Dpto. de normas de ingeniería de la C A EDC.
- [10] Blackburn Lewis, Domin Thomas, Protective Relaying, Principles and Applications, Third Edition (2006) Taylor and Francis Group, LLC.
- [11] Manuales General Electric PVD 11, PVD21, SBD11.
- [12] Manual English Electric CAG14.
- [13] Manual SCHWEITZER ENGINEERING LAB 587Z.
- [14] Manual SCHWEITZER ENGINEERING LAB 487 B.
- [15] Manual General Electric B90.
- [16] Manual SIEMENS 7SS52.
- [17] Dpto. Normas de ingeniería EDC, Dimensionamiento del Pórtico de 69 kV de las subestaciones de distribución de 69/12.47 kV esquema de barra simple seccionada de la EDC.

BIBLIOGRAFÍA

Andrichak JG, Cardenas Jorge Bus Differential Protection, Twenty Second Annual Western Protective Relay Conference. Washington, 1995.

ANSI/IEEE C57.13-1978: IEEE STANDARD REQUIREMENTS FOR INSTRUMENT TRANSFORMERS, edición de 1993.

ANSI/IEEE C37.97-1979 IEEE Guide for protective relay applications to power system buses.

Areva Network Protection and Automation Guide, 2006.

Behrendt, Costello David and Zocholl Stanley, Considerations for using High Impedance or Low Impedance Relays for bus differential protection, Schweitzer Engineering Laboratories 2010.

Blackburn Lewis, Domin Thomas, Protective Relaying, Principles and Applications, Third Edition (2006) Taylor and Francis Group, LLC.

Brand, L.; Moncada, J. "Protecciones de Sistemas Eléctricos", Editado por Hugo González, Chile, 1976.

Candela Carmelo, Revisión de las especificaciones de transformadores de corriente y de potencial asociados a los sistemas de protección de la EDC, Dpto. de normas de ingeniería de la C A EDC.

Cavallotti Jorge Disposiciones Constrictivas en Subestaciones a la Intemperie en y muy altas tensiones C.A.D.A.F.E. Caracas Venezuela, 1968.

Dpto. Normas de ingeniería EDC, Dimensionamiento del Pórtico de 69 kV de las subestaciones de distribución de 69/12.47 kV esquema de barra simple seccionada de la EDC.

EATON Cutler Hammer University Educational Programs Protective Relays Application.

Elmore Walter A., Zero Sequence Mutual Effects on Ground Distance Relays and Fault Locators, Western Protective Relay Conference, Spokane, Washington, USA, October 20-22, 1992.

Félix Juárez Javier Fernando, Proyecto fin de carrera, Justificación y diseño de falsa protección diferencial de barras para la S/E el cerro La plata 2009.

Gavotti B Nicolás Descripción de la filosofía general de protecciones del sistema de la CC La Electricidad de Caracas, Dpto. de normas de ingeniería de la C A EDC.

Gavotti Nicolás Revisión de los esquemas de protecciones del sistema eléctrico de la CA Electricidad De Caracas, 1995.

Gil Rafael B, Trabajo de ascenso, Análisis de Sistemas de Potencia Universidad Central de Venezuela, Caracas.

Manuales Reles PVD, SBD, B90 General Electric.

Manual Relé CAG14 English Electric.

Manual Power Factory.

Manuales SEL 587Z Y 487B.

Manual Transformador de corriente Bushing General Electric.

Mason, C . Russell The Art and Science of Protective Relaying, Ed John Wiley and sons, New York, 1956.

Red Eléctrica de España. Criterios Generales de protección de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares (2005).

Región Capital Ingeniería de operaciones, Calculo de niveles de cortocircuito en la red de región Capital Corpoelec, 2012.

Schneider Electric Cuadernos Técnicos Benoit de Metz-Noblat, España.

Slideserve, Subestaciones Eléctricas, definición, tipos y configuraciones (2012)
<http://www.slideserve.com/bingham/subestaciones-el-ctricas-definiciones-tipos-y-configuraciones>.

Yamir García Aguilar, Informe de pasantía, Implementación de relés numéricos en la subestación convento 230 kV de la EDC, 2010.

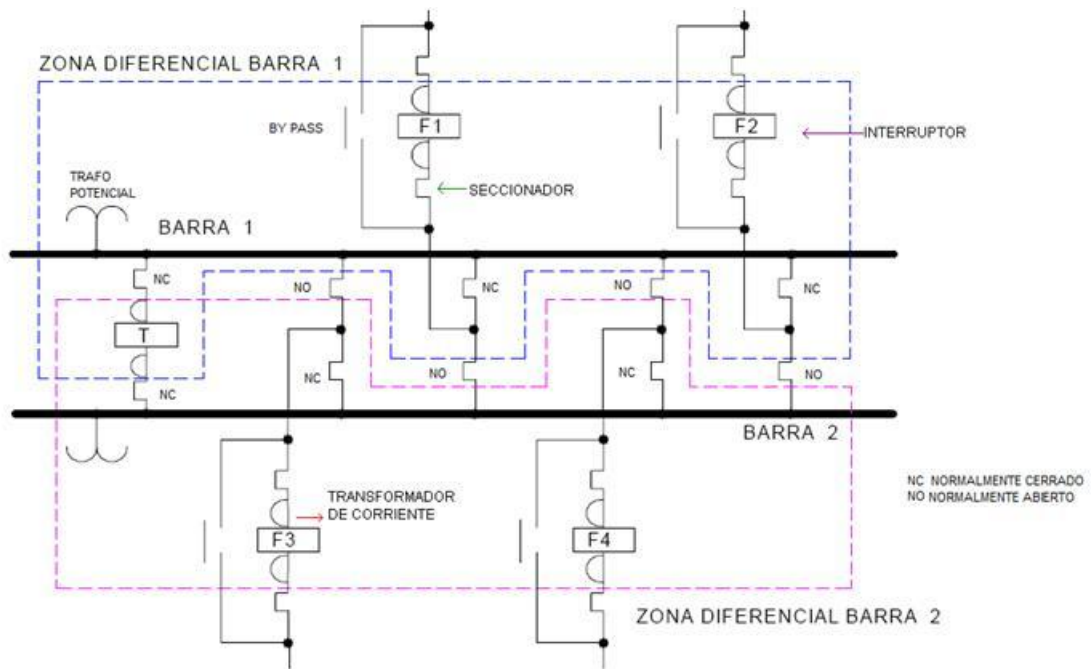


Figura 41: Esquema de subestación barra doble

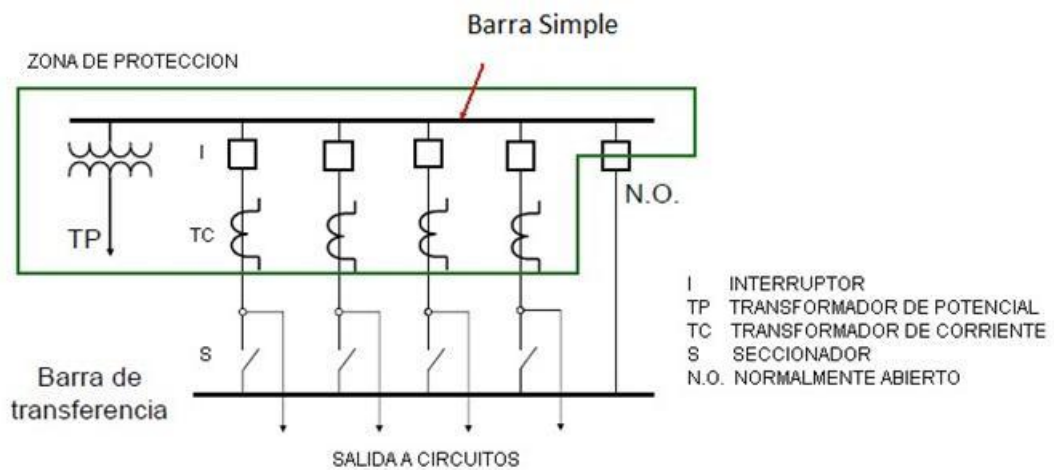


Figura 42: Esquema de subestación barra simple con barra de transferencia

CONFIGURACION DE BARRAS EN ANILLO

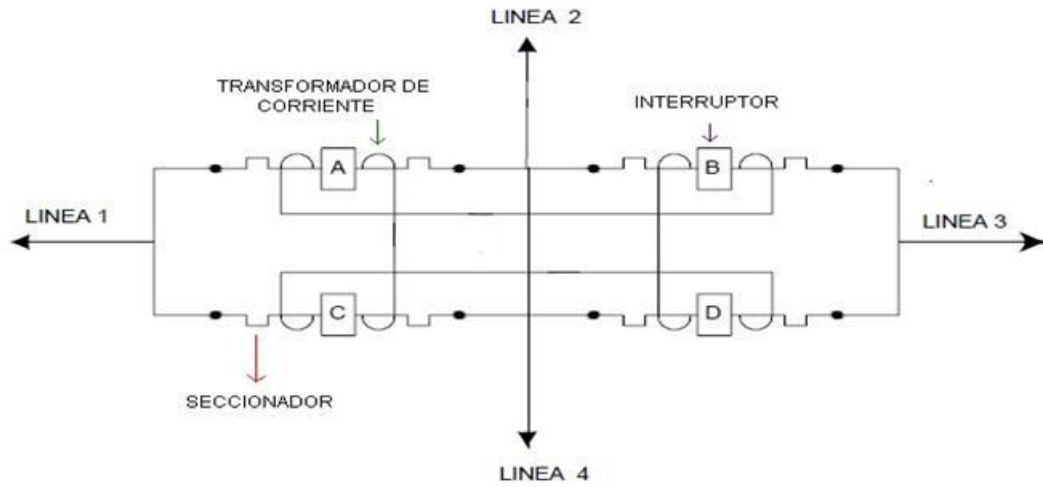


Figura 43: Esquema de subestación en anillo

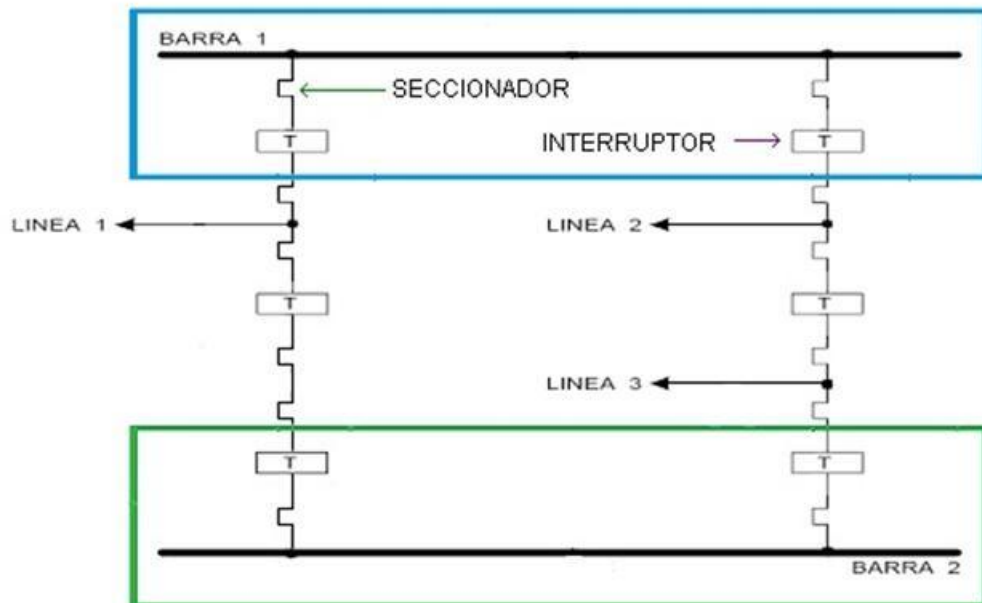


Figura 44: Esquema de subestación interruptor y medio

[ANEXO 2]

[Diagramas unifilares que ilustran las protecciones existentes en los equipos que conforman las S/E's de Corpoelec región capital]

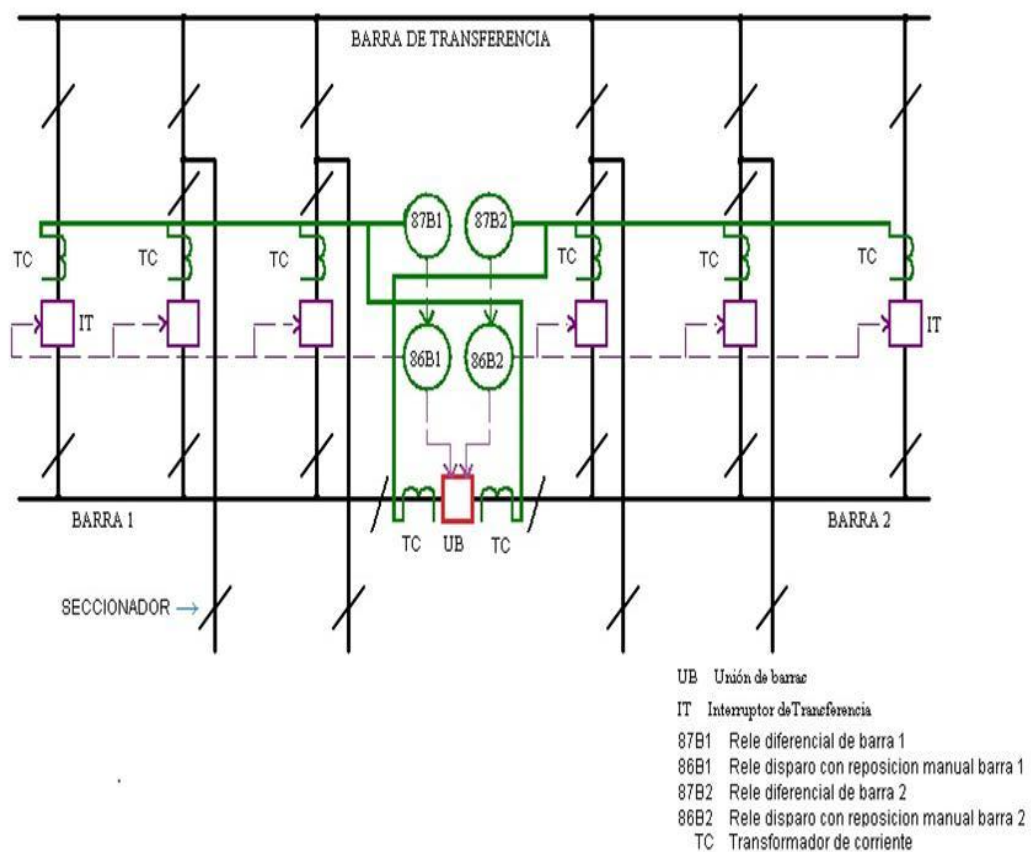


Figura 45: Esquema de protección diferencial de barras para las subestaciones de 69 kV

Subestaciones de Subtransmisión 69/30 kV
 Funcional de Protecciones - Casos Típicos (Cont.)

- TC TRANSFORMADOR DE CORRIENTE
- TP TRANSFORMADOR DE POTENCIAL
- I INTERRUPTOR
- NC NORMALMENTE CERRADO
- IB INTERRUPTOR UNION DE BARRA
- 87B1 RELE DIFERENCIAL DE BARRA 1
- 86B1 RELE DE DISPARO CON REPOSICION MANUAL BARRA 1
- 67 RELE DIRECCIONAL DE SOBRECORRIENTE
- 51 RELE DE SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO DE FASE
- 51N RELE DE SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO DE NEUTRO
- 50 RELE DE SOBRECORRIENTE DE FASE
- 50 N RELE DE SOBRECORRIENTE DE NEUTRO

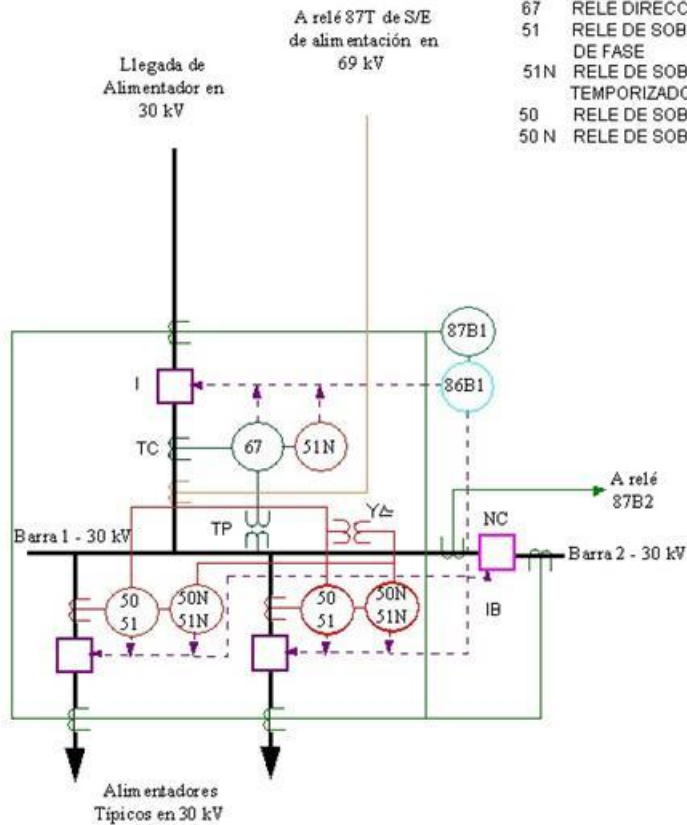


Figura 47: Esquema de subestación de distribución 69/30 kV (Continuación)

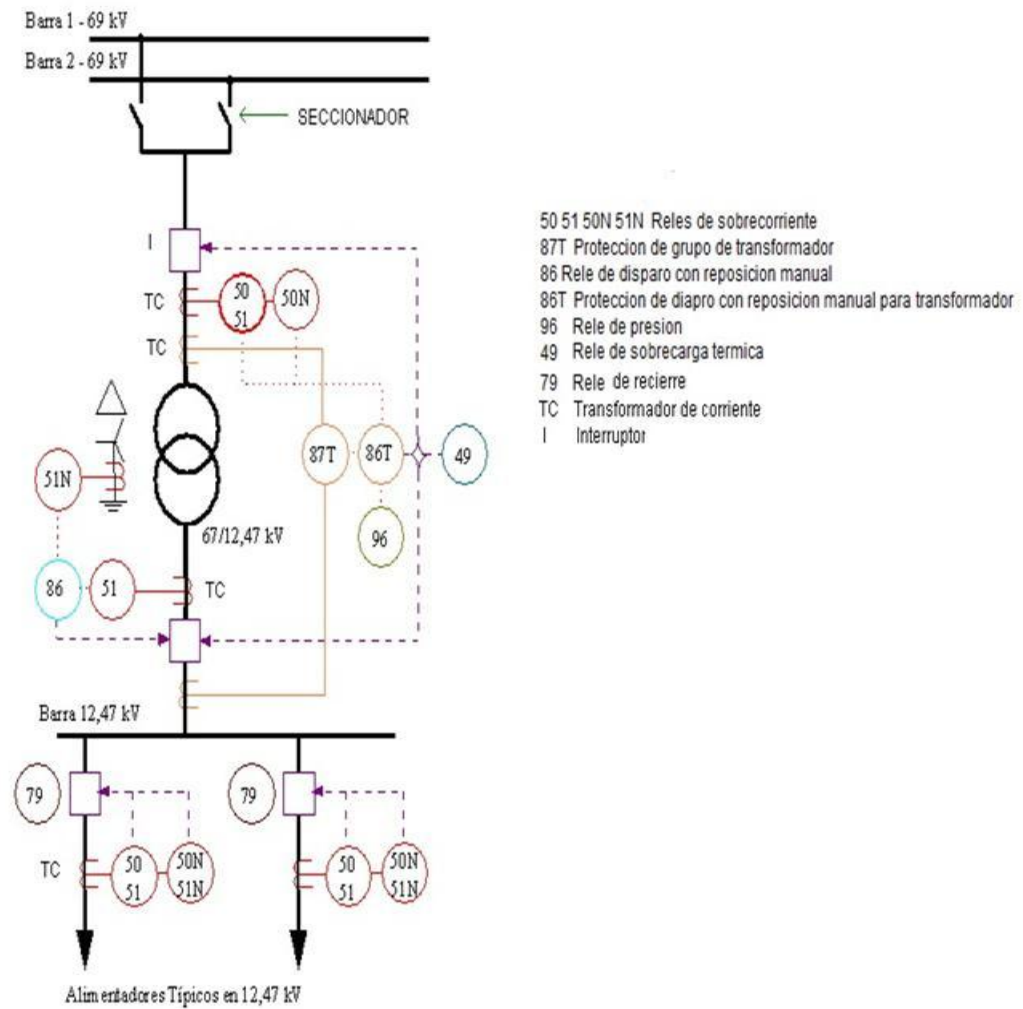


Figura 48: Subestaciones de distribución 69/12,47 kV con barra de alta tensión – S/E Yaguara (transformadores 1 y 2)

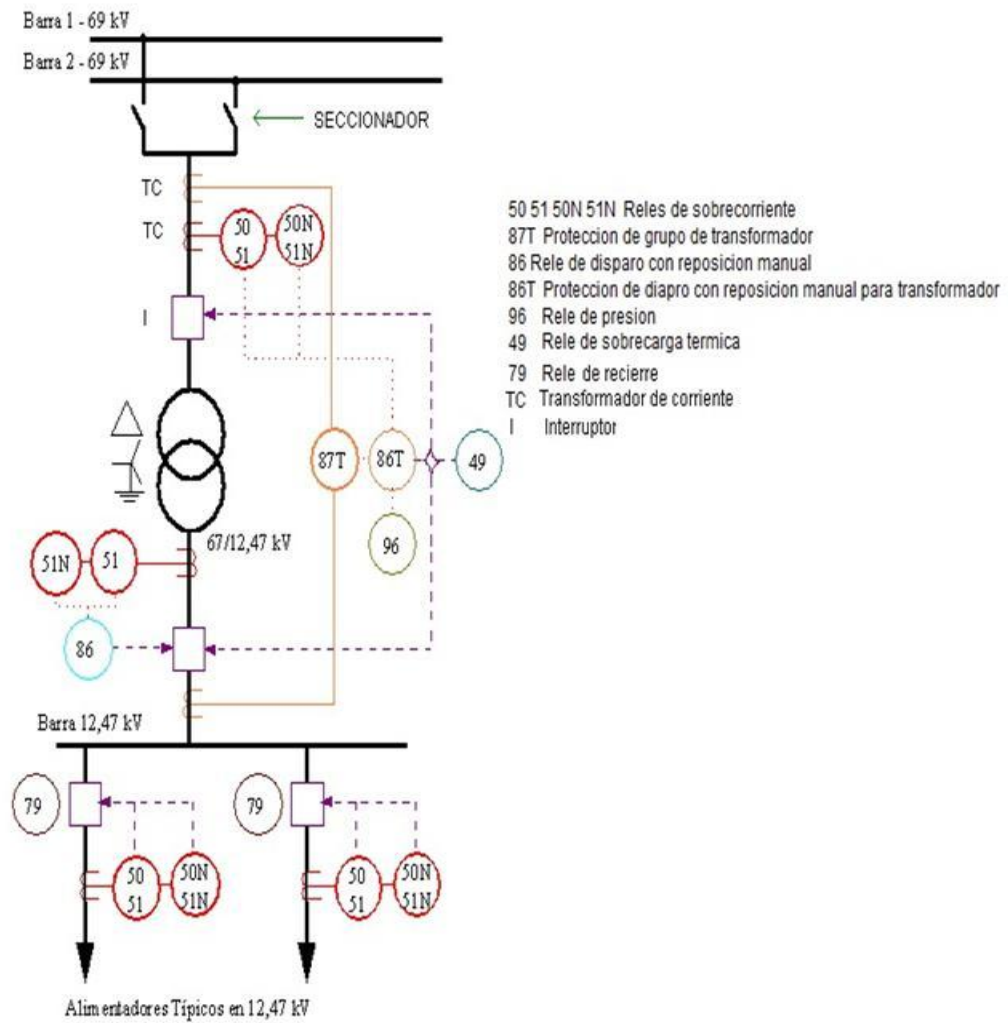


Figura 49: Subestaciones de distribución 69/12,47 kV con barra de alta tensión – S/E Yaguara (transformador 3)

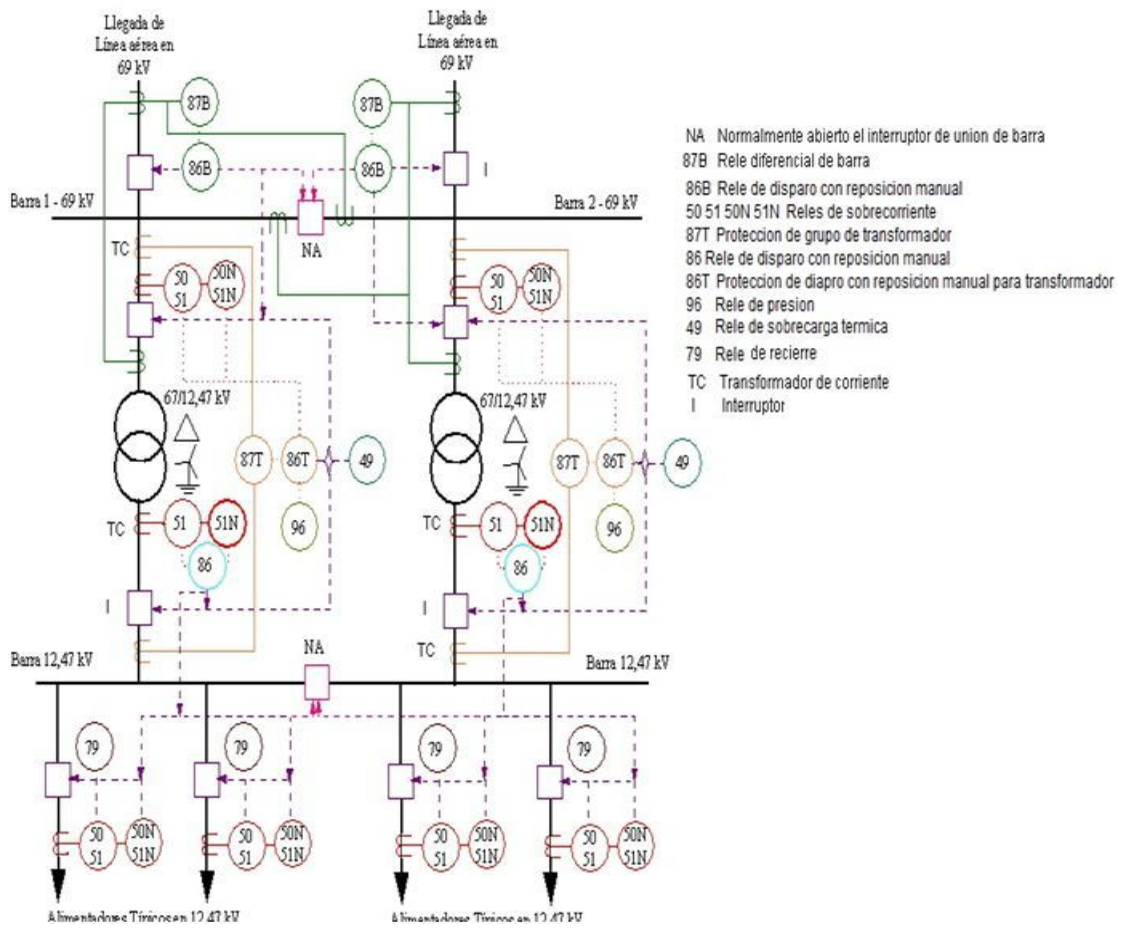


Figura 50: Subestaciones de distribución 69/12,47 kV con barra de alta tensión – S/E Trapichito

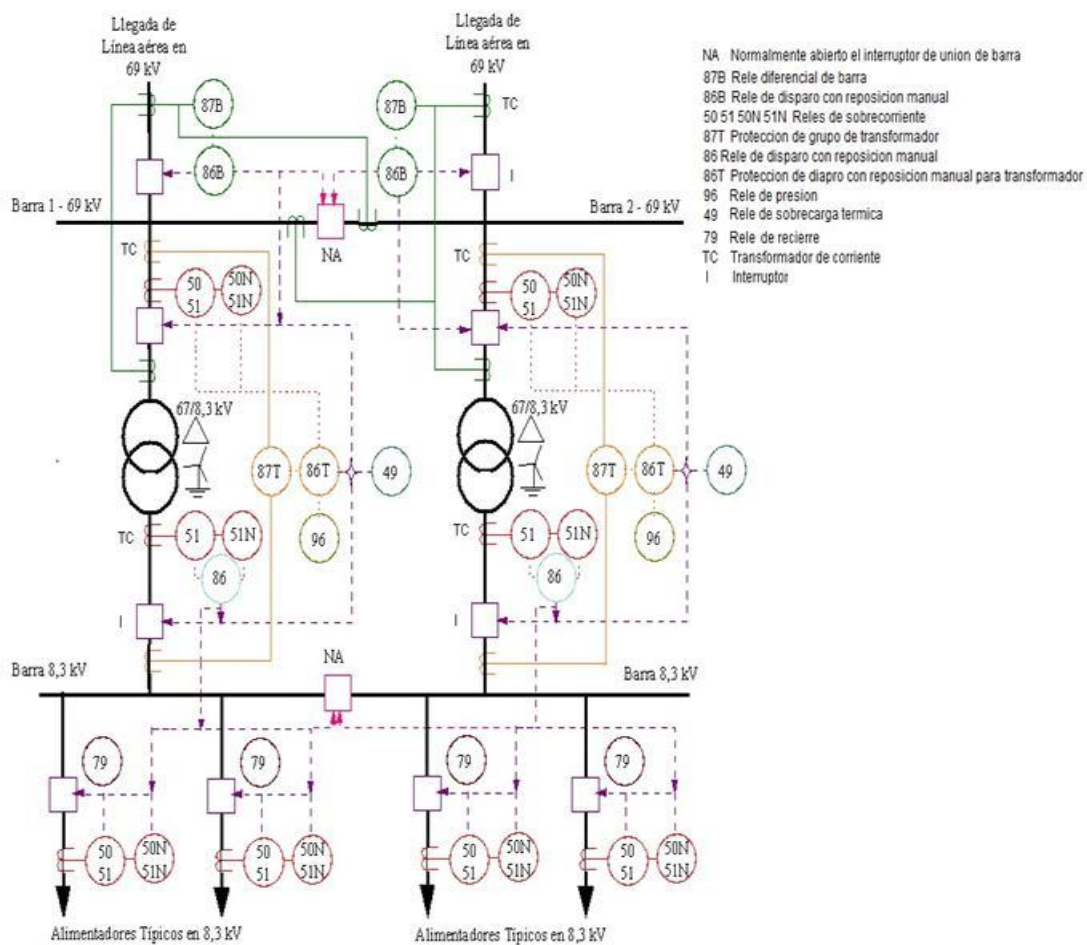


Figura 51: Subestaciones de distribución 69/8,3 kV con barra de alta tensión – S/E Trapichito

Subestaciones de Distribución 69/12,47 kV alimentadas por cables en 69 kV
Filosofía General del Esquema de Protección

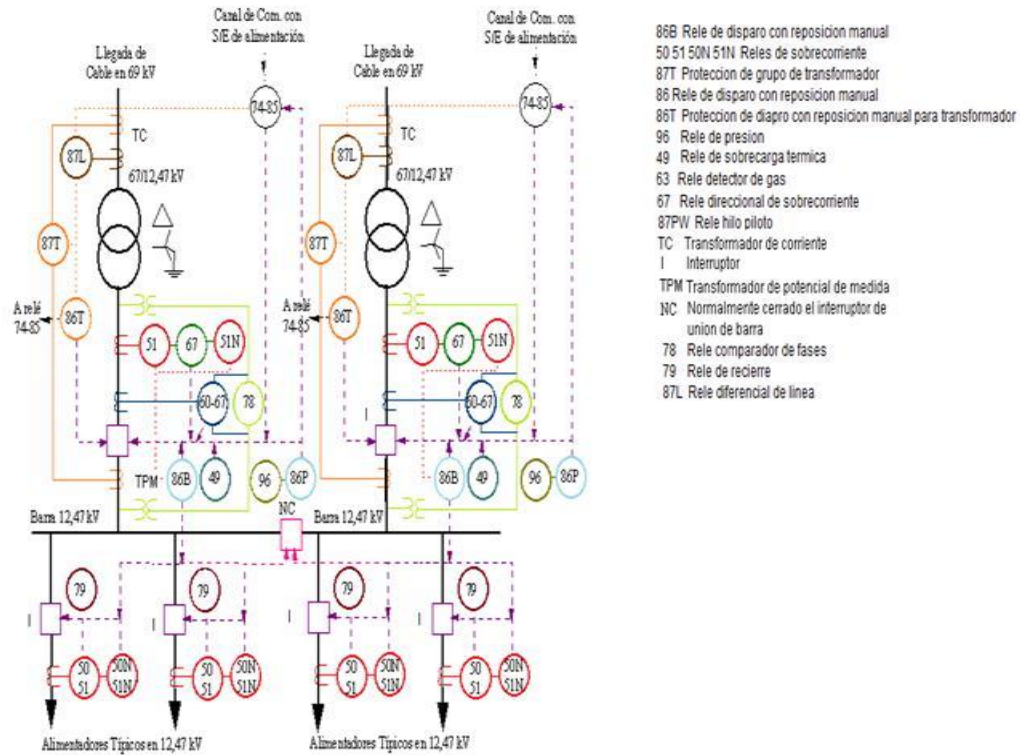


Figura 52: Subestaciones de distribución 69/12,47 kV alimentadas por cables en 69 kV

[ANEXO 3]

[Descripción de los manuales de los modelos de los relés diferenciales]

A continuación, se explicará de forma resumida, los principios de funcionamiento y operación de los relés en cuestión.

Relé diferencial PVD11 marca General Electric [11]

Aplicación: El relé tipo PVD es una protección diferencial diseñado para proveer una instantánea protección diferencial a la barra. Estos relés pueden ser satisfactoriamente utilizados en una mayoría de casos donde el tipo de bushing de transformador de corriente están en uso o en metal equipamiento donde General Electric tipo JS-2 transformador de corriente son empleados.

Rangos: El relé tipo PVD está regido por instrucciones que tienen un continuo rango de 150 V (RMS). Los rangos de operación permitidos por estos relés están dados en la tabla 15. Factores en los cuales influyen en la selección de rango de operación son regidos bajo consideraciones de aplicación.

Tabla 15: Rangos de operaciones permitidas

Relé	Frecuencia (Hz)	87L Rango (V)	87H Rango (A)
12PVD11C1A	60	75/300	2/50
12PVD11C2A	50	75/300	2/50
12PVD11C3A	60	100/400	4/100
12PVD11D1A	60	75/300	2/50

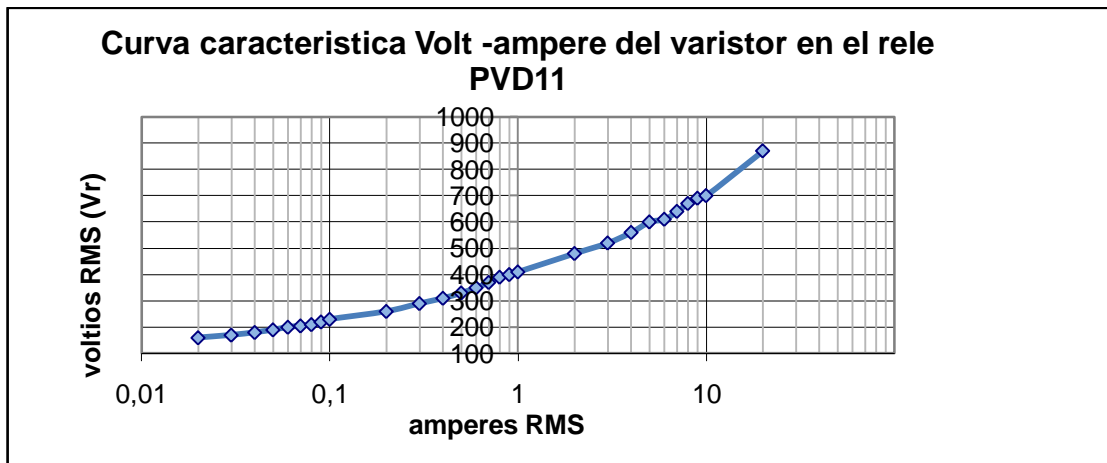
Contactos: El rango de cierre de corriente de los contactos es de 30 A para tensiones que no excedan 250 V. La corriente de carga está limitada por el rango de unidad en señalización.

Unidad en señalización: El relé tipo PVD está provista con un blanco universal y unidad en señalización teniendo 0.2 y 2 ampere como se indica en la tabla 16.

Tabla 16: Rangos de la unidad de señalización del enrollado

	Amperios AC o DC	
	2 Amp Tap	0.2 Amp Tap
Ohms (d-c)	0.13	7
Carga por caída de servicio	30	6
Carga constante	4	0.8
Mínimo amperaje de operación	2	0.2

Burdens: Durante en condiciones normales de operación o cuando ocurre una falla externa, el burden del relé tipo PVD no es impuesto sobre ningún TC. El burden es de valor determinante para la sensibilidad del relé ante la ocurrencia de fallas internas. Por este propósito, para circuitos resonantes se puede asumir tener una resistencia constante de 2500 ohm y la rama del varistor (ver figura 53) puede tener una curva característica de corriente y tensión RMS mostrada en la gráfica 6.



Gráfica 6: Curva característica de corriente y tensión del varistor en el relé PVD11

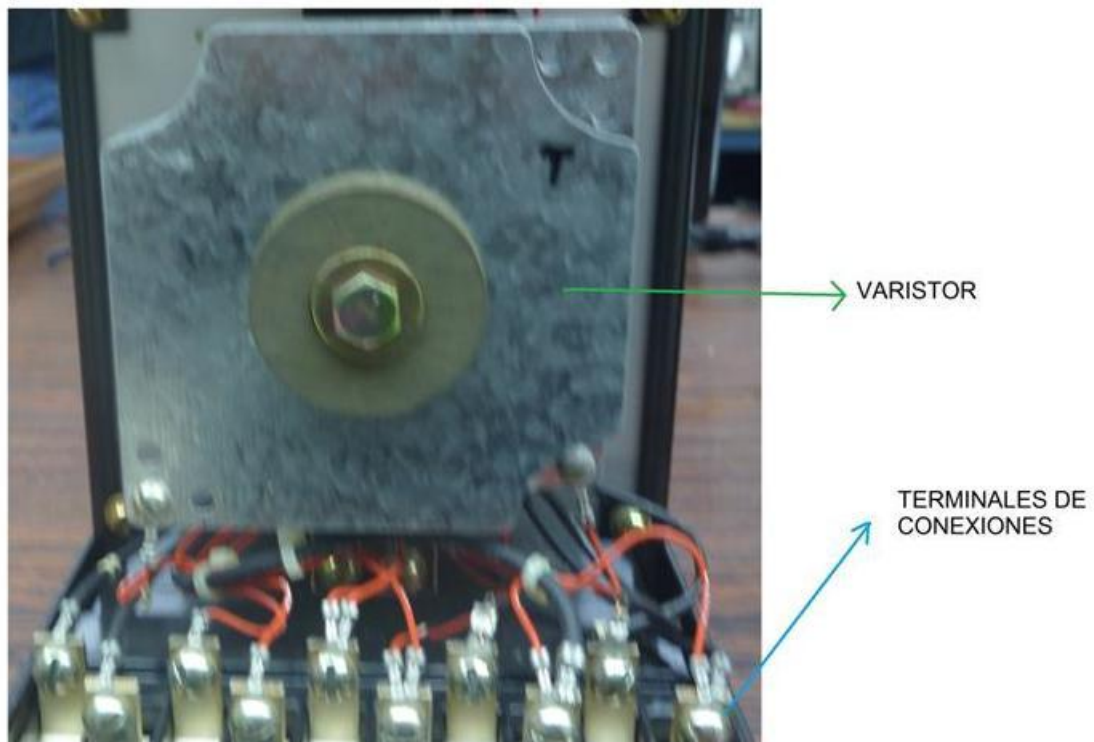


Figura 53: Unidad varistor

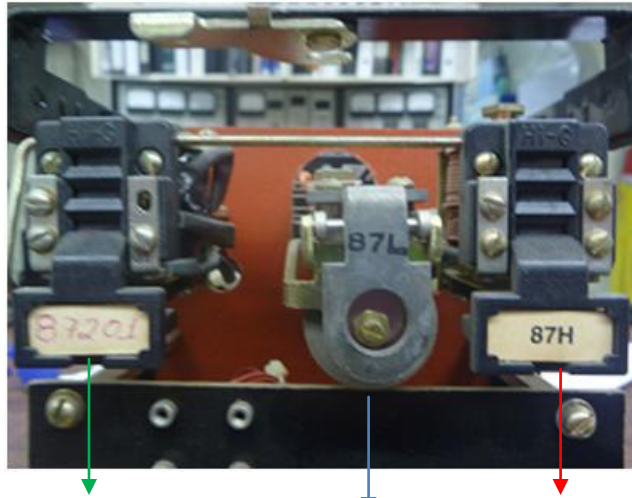
Descripción: Los relés están regidos por estas instrucciones incluido dos tipos de unidades de paso de operación: un LOW set, que es una unidad de voltaje, denotado como dispositivo 87L y un HIGH set, que es una unidad de corriente, denotado como dispositivo 87H.

87L es una instantánea unidad de voltaje que tiene una alta impedancia de devanado de operación conectado a través de d-c terminales de un rectificador compuesto totalmente de oxido cobre. El rectificador que está en turno, es conectado en serie con una combinación reactor – capacitor.

87H es una unidad instantánea de sobrecorriente con una baja impedancia de devanado de operación cual está conectada en serie con el varistor resistor.

Ambas unidades de operación tienen un simple circuito de cierre contacto. Estos contactos y el contacto de la unidad de señalización están todos conectados en paralelo.

Unidad de señalización: Una unidad de señalización está montada en la esquina superior izquierda del relé. Esta unidad tiene su enrollado en serie y sus contactos en paralelo con el contacto principal, así que cuando los contactos principales se cierran; la unidad opera y sella. Cuando la unidad de señalización permanece cerrada, esta da una señal de un blanco. El blanco queda expuesto hasta que esta se abre o libera por una operación manual oprimiendo una perilla de **reset**, cual está localizado en la esquina superior izquierda como se muestra en la figura 54.



Unidad de señalización Unidad de tensión Unidad de sobrecorriente

Figura 54: Unidades 87H, 87L y de señalización

Carcasa (CASE): La carcasa está situada en cualquier parte de la superficie a la misma altura del panel de montura y está provista por cualquier montaje. La cubierta está sujeta a la carcasa y también conlleva el mecanismo de reset cuando es requerido. La cubierta se atornilla por medio de puntos de sellamiento o cierre.

La carcasa tiene tornillos conectados a ambos terminales por una conexión externa, las conexiones eléctricas entre las unidades del relé y la carcasa son hechas a través de un puerto apoyado por contactos fijos internos montados y bloques exteriores (OUTER BLOCK) entre los cuales anidan un conector de conexión o peine removible el cual completa los circuitos (CONNECTING PLUG).

El mecanismo del relé está montado en un marco de acero llamado la vara (CRADLE) y es una unidad que completa con todas las guías estando terminadas al bloque interior. La vara está sostenida firmemente en la carcasa con un pestillo (LATCH) en la parte de arriba y por una clavija guía detrás de la carcasa. Las carcasas y las varas son bien construidas de forma que el relé no se vea afectado en caso de una caída. En la figura 55 se ilustran lo mencionado anteriormente

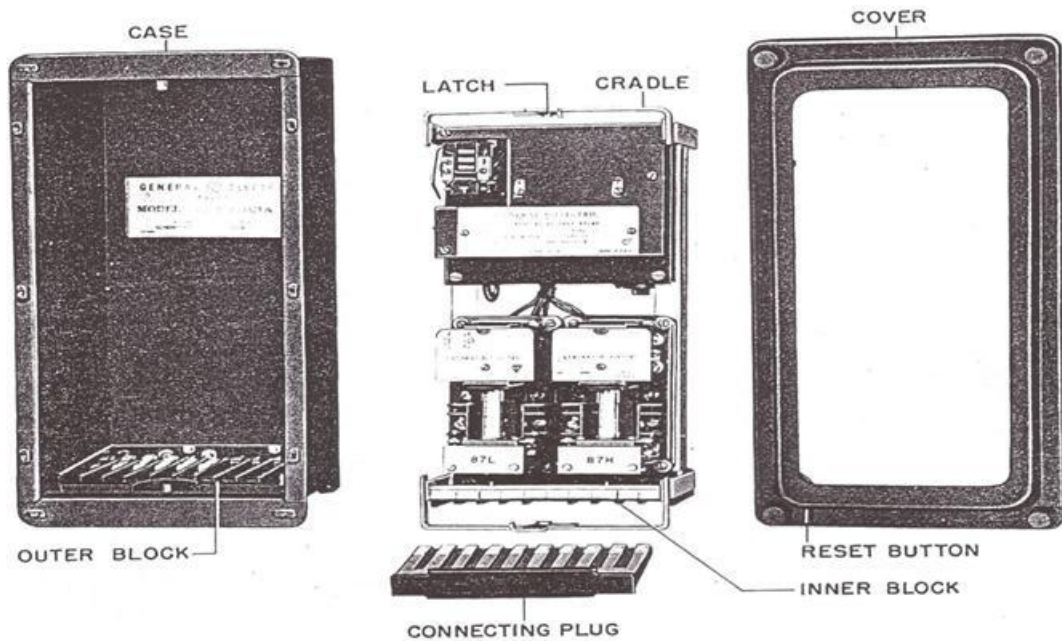


Figura 55: Elementos y equipos que integran el relé PVD11

Conexiones el diagrama de conexiones externas e internas típicas de un relé tipo PVD11 se muestran en las figuras 56 y 57.

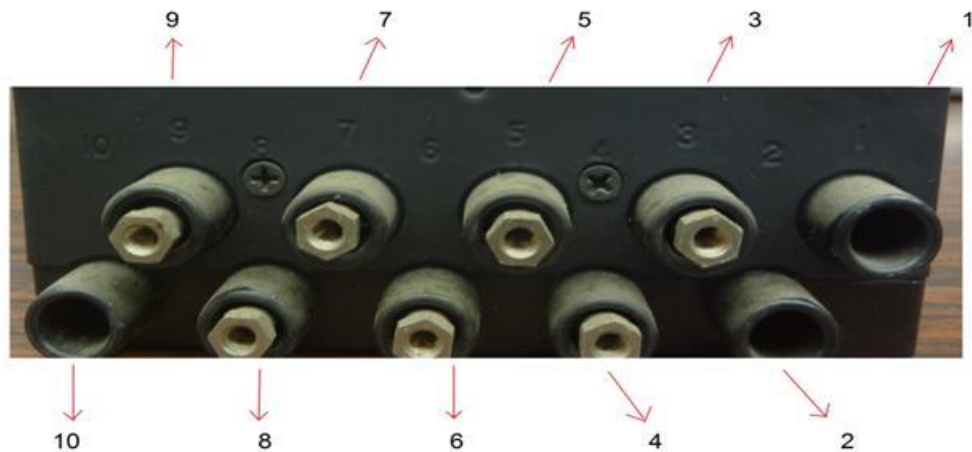


Figura 56: Vista posterior de las conexiones externas del relé PVD11

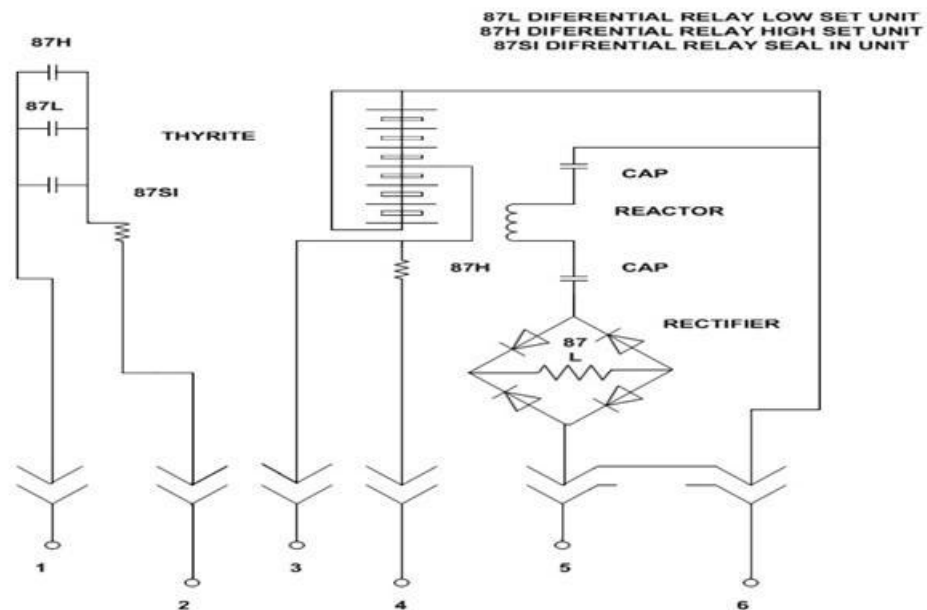


Figura 57: Diagrama de conexiones internas típico de un relé PDV11

Ajustes

Unidad 87L: La unidad 87L puede ser ajustada a cualquier voltaje con el rango 4/1 mostrado en su plato de calibración. Cuatro valores específicos de calibración son mostrados en el plato, cuales corresponden con cuatro marcas en la calibración. Estas marcas indican la posición de la perilla de la armadura en su desenergizada posición, para dar los especificados puntos de ajuste.

La posición vertical de la armadura puede ser cambiada por la variación sobre la vara hundida insertada. La armadura está sostenida en posición por una cerradura interna el cual no requiere manipulación. La unidad 87L a menos de lo contrario especificado, será colocada para operar a su mínimo voltaje de ajuste. Si la unidad de este terminal es colocada en otro punto, las marcas de calibración deberían usarse como guía en la realización de un ajuste aproximado y circuito de prueba.

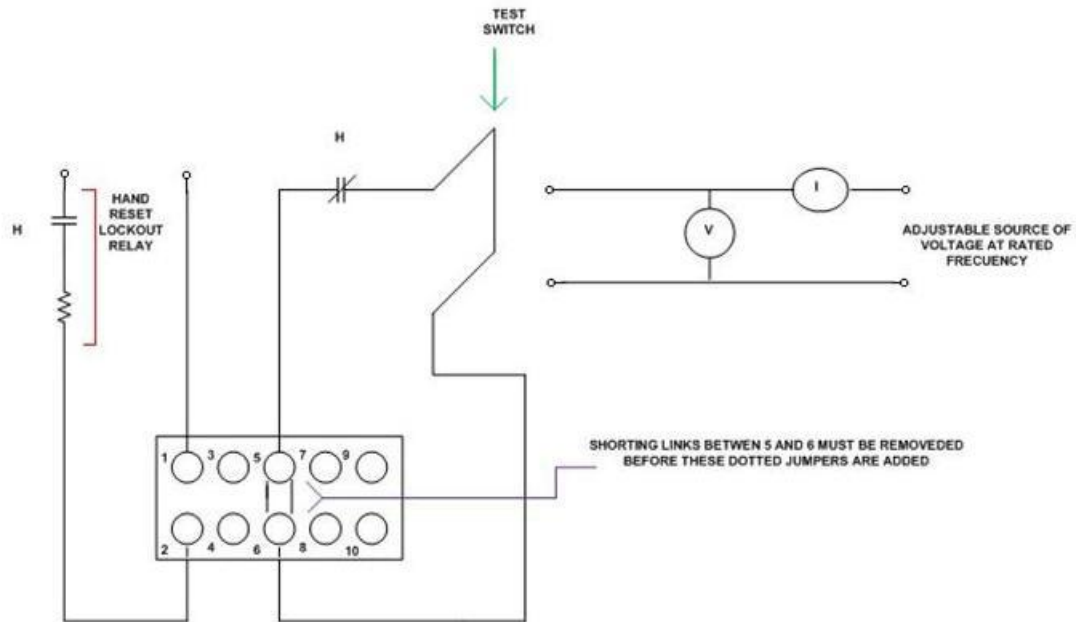


Figura 58: Esquema de circuito de prueba

Cuando el conector de prueba es insertado en el relé (figura 58), transformador de corriente secundario es cortocircuitado por las conexiones entre los terminales 5 y 6. La tensión ajustable de prueba es aplicada a través de los terminales 5 y 6 del relé, que es, a través del circuito resonante cual incluye la unidad 87L. Cuando el rango de voltaje continuo del circuito resonante es solo 150V es recomendado que un reset manual lockout del relé sea usado en la prueba de aplicación.

Si el ajuste de la unidad 87L es menor que 150 voltios continuos no será necesario usar el lockout del relé. El voltímetro debe ser usado a gran impedancia interna.

Unidad 87H: La operación del enrollado de la unidad de 87H está determinado para proveer tres rangos separados de registros. El rango deseado puede ser seleccionado por conexiones en la base a cada lado del devanado. La calibración del plato indica la correcta posición de las conexiones para cada rango.

Principios de operación Los principios de operación del relé tipo PVD barra diferencial serán descritas con el diagrama esquemático simplificado de la figura 59. Este diagrama muestra una sección de la barra desde dos generadores y sufriendo tres alimentadores. Se puede notar que el circuito diferencial convencional es usado con el relé, representado por Z_r , conectado en paralelo con el secundario de los transformadores de corriente.

Asumiendo que Z_r es una infinita impedancia, se considera el efecto de una falla externa de uno de los alimentadores. En cada TC's de los circuitos fuente producirá la tensión secundaria para manejar su corriente secundaria, regida por la relación de transformación a través de sus devanados, mientras el TC en el alimentador fallado producirá la tensión secundaria necesaria para forzar la corriente total secundaria de falla a través de su devanado. Despreciando el efecto de corriente de carga, los TC's sin alimentadores fallados no producirán tensión secundaria. Si todos los TC's operan a condiciones ideales, como es deseado, entonces habrá cero tensión entre los puntos c y d.

Desafortunadamente, durante condiciones de falla, los TC's no siempre trabajan en condiciones ideales, desde la saturación de su núcleo puede causar un error en la relación del TC. Cada núcleo en saturación usualmente resulta desde un d-c en la corriente primaria cortocircuitada y podría agravar el flujo residual alojado en el núcleo por una falla previa.

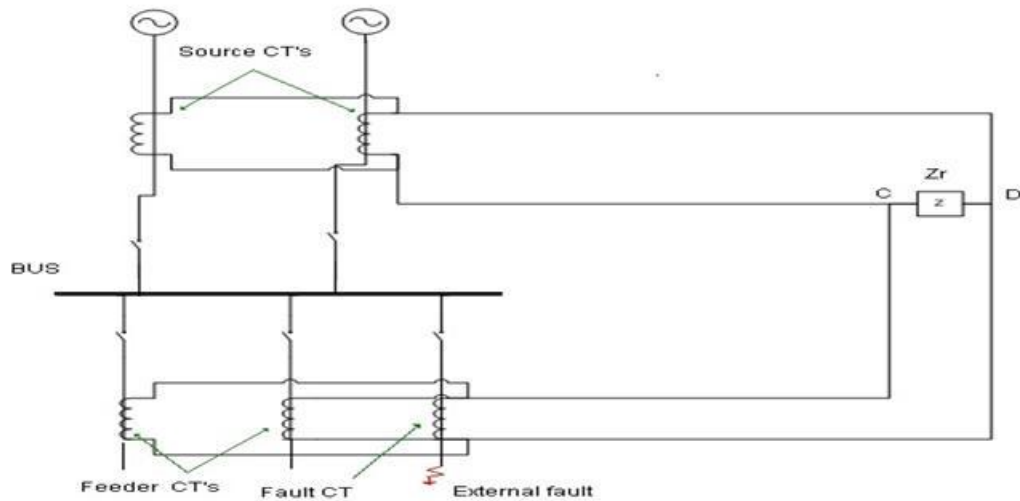


Figura 59: Esquema de conexiones externas simplificada para el relé PVD11

La peor condición posible sería si todos los TC en el alimentador fallado se saturaran completamente, perdiendo la habilidad de producir tensión en su devanado secundario. Los TC's tendrían entonces que producir suficiente tensión para forzar sus corrientes a través de sus propios devanados y a través de los devanados de los TC fallados. Como resultado una tensión aparecería a través de la unión de los puntos c y d. Desde la falla del TC es asumida completamente saturada, esta tensión es igual al total de la corriente secundaria desde la fuente del TC multiplicada por la resistencia del TC de la falla, el valor de voltaje es muy pequeño (en orden de los 100 V).

Considerando el efecto de falla interna, los TC's estarán como un circuito abierto primario y su impedancia secundaria será muy grande. Los voltajes aparecerán a través de la unión c y d alrededor de los 1000 V, su valor RMS estará limitada por la saturación de los TC's.

Consideraciones de aplicación El relé tipo PVD puede ser aplicado para protección de barra en muchos casos donde el bushing transformador de corriente estén en uso. Los siguientes puntos deben ser considerados o tenerse en conocimiento al momento de tener el propósito de usar el relé:

1. Todos los TC's en el circuito de barra diferencial deben tener la misma relación de transformación.
2. Todos los TC's deben operar con su máximo devanado, no usar las conexiones tap
3. Determinar ambos máximos de falla de fase y de tierra.
4. Determinar la falla mínima de tierra.
5. Conocer la resistencia desde el punto diferencial al más distante TC.
6. Tener en cuenta las curvas de excitación secundarias.

Cuando el relé tipo PVD es aplicado en secciones de barra protegidas enteramente por circuitos de interruptores General Electric, las aplicaciones pueden en muchos casos ser hechas tomando en consideración con la tabla, sin hacer mayores cálculos. Para los **breakers** mostrados, en la tabla 17 se listan la relación de transformación y las características E_s y I_e de los TC's normalmente usados. Los ajustes recomendados para las unidades 87L y 87H asumen usar los indicados TC's, una máxima corriente de falla igual el máximo rango de interrupción. La mínima corriente de falla interna estará asociada por el listado del número típico de breakers X.

Si el relé tipo PVD está siendo aplicado con un listado de interruptores y TC y la resistencia es al menos que el valor mostrado, la unidad aplicada recomendada puede usarse. Si la resistencia es grande en comparación a que se

muestra o si la indicada sensibilidad no es satisfactoria, los ajustes deberían determinarse con la actual resistencia y actual corriente máxima de falla.

Tabla 17: Valores recomendados para ajustes del relé PVD GE

Breaker GE	I continua (A)	max I _{int} (KA)	ns	Es(A)	Ie(A)	Rs(Ω)	Rl(Ω)	X	Imin(A)
Fk-439-230-500	800	13	240	516	0,22	1,42	0,346	6	195
Fk-439-230/196-5000	800	13	240	516	0,22	1,42	0,346	6	195
Fk-439-230/196-3500	800	9,2	240	516	0,22	1,42	0,346	6	160
Fk-439-69-3500	2000	33	400	640	0,45	0,045	0,201	8	235
Fk-439-69-2500	1200	24	240	300	0,06	0,06	0,201	8	110
Fk-439-69-1500	1200	14,5	240	300	0,06	0,06	0,201	8	85
Fk-439-69-1000	600	9,6	120	150	0,12	0,12	0,201	8	90

TC's tipo JS-2: Los correctos ajustes del relé tipo PVD, se dan cuando son aplicados con los TC'S tipo JS-2 en General Electric. Los recomendados ajustes junto con las condiciones por las cuales son determinados están dados en la tabla 18:

Tabla 18: Ajustes recomendados para TC's tipo JS-2

Parámetro	RT TC	
	1200/5	2000/5
Ajuste 87L	120 V	120 V
Ajuste 87H	6 A	3.5 A
Corriente de falla	44000 A	44000 A
Resistencia de cable	0.15 ohms	0.15 ohms

Calculo de ajustes del relé Cuando el relé tipo PVD es aplicado con bushing TC's, los correctos ajustes de la unidades 87H y 87L pueden determinarse por un simple cálculo.

Las fórmulas y procedimientos descritos en los siguientes párrafos son aplicadas bajo la suposición de que el relé es conectado a su máximo devanado.

Ajuste de alta impedancia unidad 87L El devanado secundario de un TC, cuando inclusivamente distribuido alrededor del núcleo, tiene una reactancia despreciable. Consecuentemente si se asume que para fallas externas se genera completa saturación del TC, la corriente forzada que circula a través del devanado secundario será impedida solo por la resistencia del devanado y cables.

El ajuste de alta impedancia 87L se puede expresar de la siguiente forma:

$$Vr = 2 * (Rs + Rl) * \frac{IF}{N} \quad (18)$$

Donde

Vr: es el valor de ajuste de la unidad 87L, este valor debe ajustarse a valor de ajuste mayor más cercano permitido que son: 75V, 120 V, 190V y 300V.

Rs: resistencia d-c del devanado del TC secundario, incluyendo cables terminales.

Rl: resistencia de los cables desde el punto de cruce a la distancia más lejana del TC (un camino para fallas a fase, dos caminos para fallas a tierra).

IF: máxima corriente externa de falla.

N: número de vueltas del secundario.

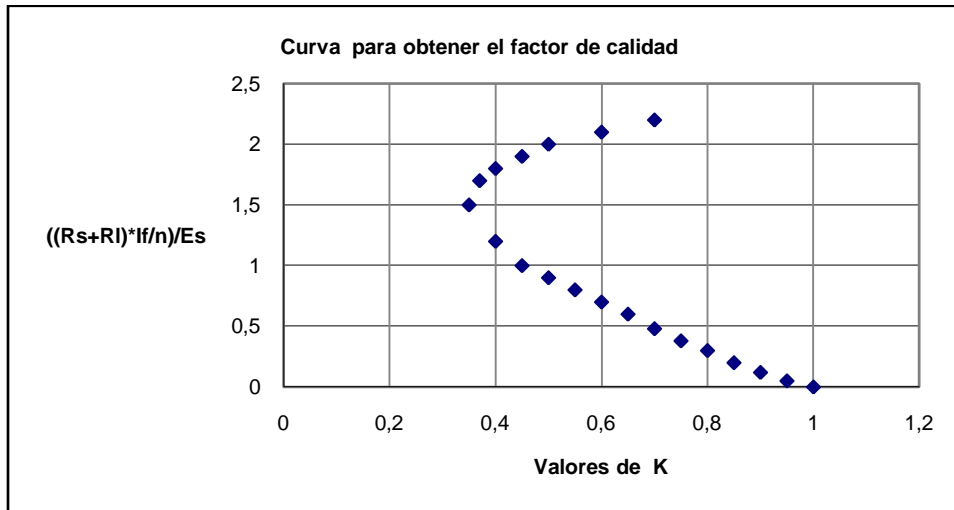
El múltiplo 2 es usado para proveer un factor razonable de seguridad. En casos donde la máxima corriente de falla no sea conocida, el máximo rango de interrupción del circuito debe ser usado.

El valor tensión Vr nunca es usado en la práctica. El TC alimentado fallado no se saturara en el punto donde no se produce el suministro de voltaje. Además en esta condición causa un decremento del valor de tensión.

Estos efectos no son realmente calculados. Gracias a numerosas y extensivas pruebas en los bushing TC's usados en General Electric, bajo simulación de condición de fallas, ha resultado el establecimiento del llamado factor de calidad cual puede estar determinada por cada aplicación. La expresión de ajuste de voltaje para la unidad 87L se puede escribir de la siguiente forma:

$$Vr = 2 * K * (Rs + Rl) * \frac{IF}{N} \quad (19)$$

Donde K: factor de calidad (ver gráfica 7)



Gráfica 7: Curva de obtencion del factor K del rele tipo PVD11

Mínima corriente 87L Después del ajuste de la unidad 87L ha sido establecido, se requiere determinar la mínima corriente de falla interna cual causará que la unidad opere. Si este valor es menor que la corriente de falla mínima esperada, el relé es adecuado para la aplicación.

La siguiente expresión puede ser usada:

$$I_{min} = (x * I_e + I_r + I_1) * N \tag{20}$$

Donde

I_{min} : es la corriente mínima de falla.

X : número de interruptores conectados en la barra (números de TC por fase).

I_e : corriente de excitación de los T C a un voltaje igual al de ajuste del 87L.

I_r : corriente en la unidad 87L a tensión de ajuste.

I_1 : corriente en el circuito del varistor limitador tensión de ajuste.

N : número de vueltas del secundario.

El valor de I_e es obtenido de la curva característica de excitación del transformador de corriente en uso. La corriente del relé puede estar determinada desde la resistencia del circuito de resonancia, asumida por un valor constante de 2600 ohmios.

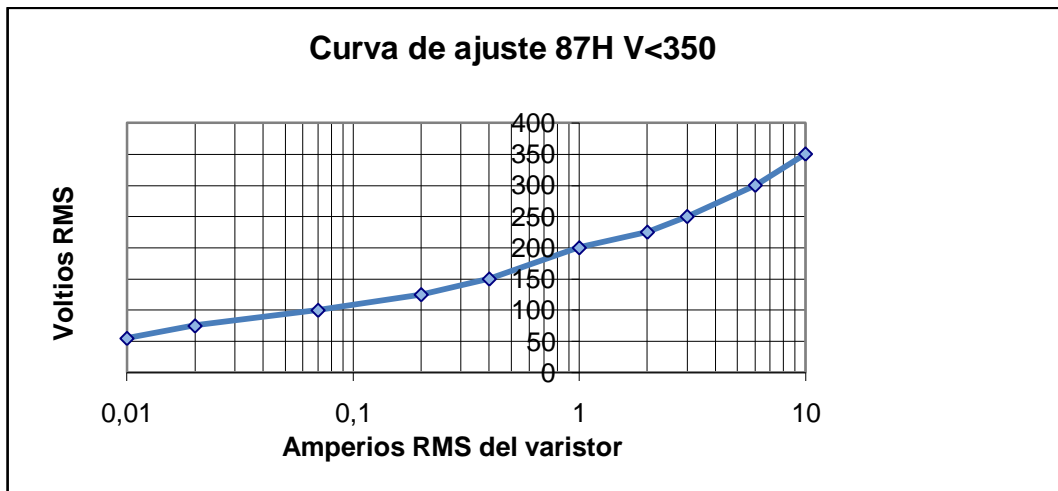
$$I_r = \frac{V_r}{2600} \quad (21)$$

La corriente I_l , drenada por el varistor limitador puede ser obtenida por la curva característica voltio-ampere de la unidad varistor.

Ajuste corriente de la unidad 87H: El propósito de la unidad 87H es proveer instantánea operación (menos de dos ciclos) para severas fallas internas extremas. Se debe ajustar a un valor de ajuste tal que no se corra el riesgo de falsas operaciones por una falla externa.

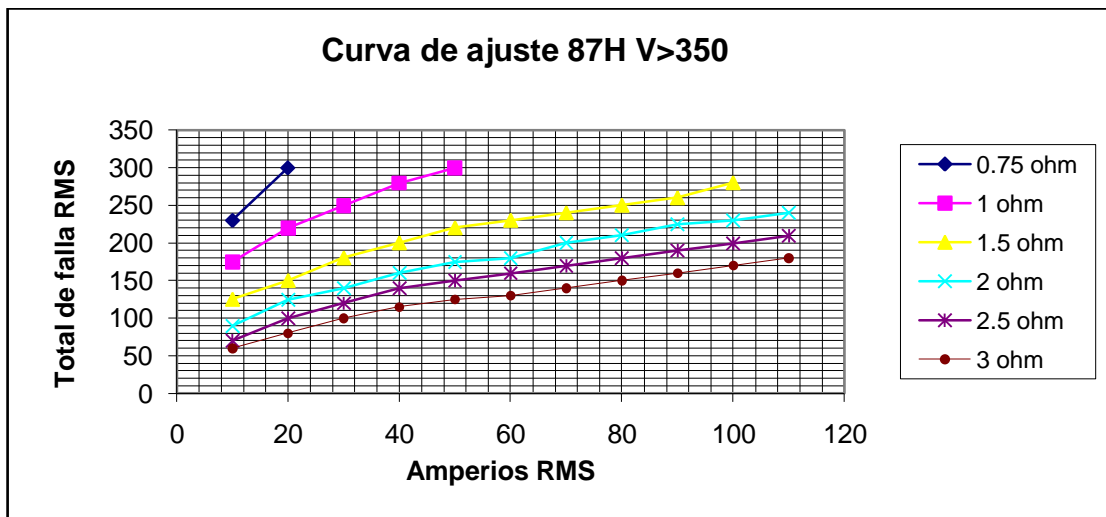
Durante una falla externa el circuito varistor, para la peor condición, está sujeto al voltaje resultante.

El correcto ajuste de la unidad 87H puede ser determinada de unas de las curvas. La curva de la gráfica 8 muestra la corriente RMS que fluye en el relé tipo PVD11C cuando se aplica el full offset de voltaje, por conveniencia se grafica en el eje de las ordenadas en función de la tensión simétrica RMS, que debería ser la tensión V_r calcula en la ecuación (18). Esta curva debe usarse para valores de tensión por debajo de 350V.



Gráfica 8: Curva de ajuste de 87H para V<350 V

La segunda curva es utilizada para los casos en donde la tensión V_r se vuelve excesiva. Esta curva (gráfica 9) muestra una familias de curvas de varios valores de $(R_s + R_l)$, que es la resistencia total de la falla del TC incluyendo el devanado y la resistencia del cable. Esta curva se utiliza para valores de tensión de $V_r > 350V$.



Gráfica 9: Curva de ajuste 87H para V>350V

Relé tipo CAG14 marca English Electric [12]

El relé tipo CAG14 es usado para fallas a tierra balanceadas y restringidas, en zonas de barras y otras formas de protección diferencial.

Recepción: Los relés son despachados como cualquier parte de un panel diseñados para protegerlos de daños.

Los relés deben ser examinados inmediatamente en recepción para asegurarse que no hayan sufrido daño alguno en su traslado. Si un daño es evidente, una vez hecho el debido reclamo, debe hacerse el transporte a la concerniente y más cercana oficina English Electric.

Manejo: El razonable cuidado debería ser considerado en el empaque e instalación del equipo así que ninguna de las partes presente daño o sus ajustes sean alterados. El empaque de piezas y bandas de cauchos cuales protegen varias partes deben ser removidos ante de la inspección.

Almacenamiento: Si los relés no son instalados inmediatamente, deben ser almacenados en sus originales cobertores en un lugar libre de polvo. Si esto es dificultoso debido a que el clima tiene gran humedad alrededor del 85% del valor pico, una pequeña fuente debe ser provista en el cuarto de aislamiento o contenedor para mantener la temperatura del relé a 10°C por debajo de la temperatura ambiente. Esto prevendrá que la humedad exceda el 65°C.

Instalación

Lugar: El lugar debe ser limpio, libre de polvo y de excesivas vibraciones con una adecuada iluminación para facilitar la inspección.

Montaje: El relé debe ser montado en un panel vertical.

Descripción: El relé incluye una armadura estándar de simple y robusta construcción. El devanado de operación está montado en un núcleo cilíndrico de acero atornillado a

un marco montura a un extremo. El marco se extiende a lo largo del devanado, su extremo está formado por la armadura pivote.

Principio de operación: El circuito CAG14, funciona en la frecuencia suministrada, rechazando los armónicos producidos por la saturación de los TC's. Un tiempo de retardo en operación ayuda a proveer estabilidad ante fallas externas grandes y es obtenida por la posibilidad de los transformadores para saturarse por encima de los valores de ajuste.

Resistencia Estabilizadora: Una resistencia serie ajustable es suplida externamente al relé. El valor de esta resistencia estabilizadora es seleccionado para asegurar el máximo voltaje, desarrollado bajo las máximas condiciones de fallas es insuficiente operar el relé en su corriente de ajuste.

Requerimientos del transformador de corriente: en la tabla 19 se muestran los siguientes requerimientos.

Tabla 19: Requerimientos del transformador de corriente

Aplicación	Mínimo punto tensión	Máxima corriente excitación
Barra diferencial	$2 * If(Rs + Rp)$	$\frac{Is-Ir}{n} a \frac{V}{2}$
Maquina diferencial	$2 * If(Rs + Rp)$	$\frac{Is-Ir}{2} a \frac{V}{2}$
Falla balanceada a tierra 3 TC's	$2 * If(Rs + Rp)$	$\frac{Is-Ir}{3} a \frac{V}{2}$
Falla balanceada a tierra 4 TC's	$2 * If(Rs + Rp)$	$\frac{Is-Ir}{4} a \frac{V}{2}$
Chequeo residual	$2 * If(Rs + Rc)$	$\frac{Is-Ir}{3q} a \frac{V}{2}$

Para la aplicación de diferencial de barra, se obtienen los siguientes requerimientos:

$$V = 2 * I_f * (R_s + R_p) \quad (22)$$

$$I_{emax} = \frac{I_s - I_r}{n} \text{ a } \frac{V}{2} \quad (23)$$

Donde:

V: es el voltaje mínimo de codo de saturación.

I_{emax}: es la máxima corriente de excitación.

I_s: es la corriente efectiva de falla expresada en amperes secundarios.

I_r: corriente de operación del relé.

I_f: corriente de falla máxima secundaria.

N: número de TC's que forman la zona de protección.

R_s: resistencia del devanado secundario del transformador de corriente.

R_p: máxima resistencia del cable entre el relé del circuito y el TC.

Calculo de la resistencia estabilizadora: El valor aproximado de la resistencia serie requerida para asegurar la estabilidad está dada por la siguiente ecuación:

$$S_r = \frac{\frac{V \cdot VA}{2 \cdot I_r}}{I_r} \quad (24)$$

Donde:

V: es el mínimo valor punto rodilla de tensión encontrada.

I_r: es el ajuste de corriente del relé, cuyos valores de ajuste permitidos son 1; 1,5; 2; 2,5; 3; 3,5; 4.

VA es el burden del relé.

Data del relé

Contactos: Dos contactos eléctricamente separados, normalmente abiertos, con reset propio.

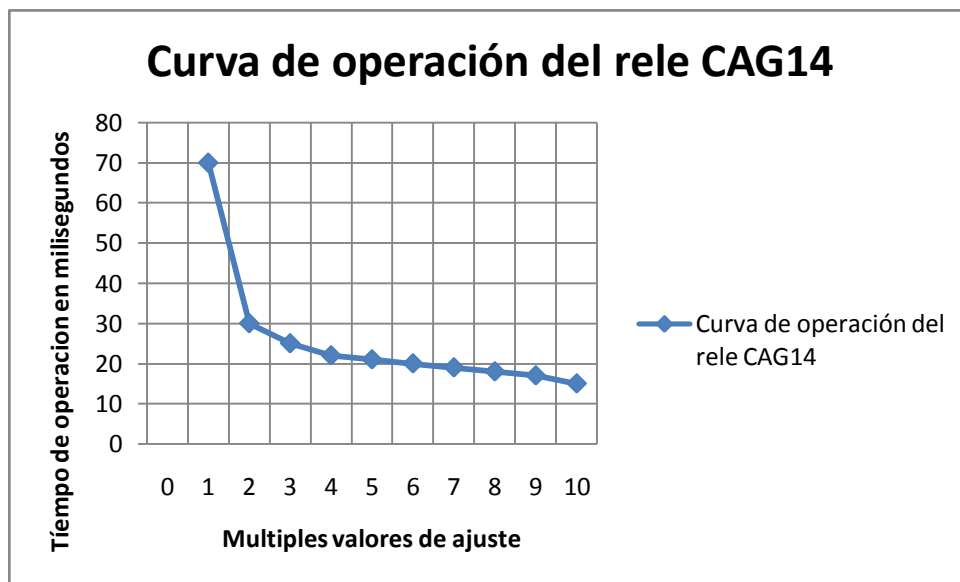
Indicador: de operación: reset manual, mecánicamente separado.

Burden

0,9 V.A a corriente de ajuste al menor TAP

1,0 V.A a corriente de ajuste al mayor TAP

Tiempo de operación: 0,025 seg a 5 ciclos de corriente de ajuste, en la siguiente gráfica (gráfica 10) se ilustra el tiempo de operación de un relé CAG14.



Gráfica 10: Curva de operación del relé CAG14

Relé diferencial SBD11A marca General Electric [11]

El relé tipo SBD11A es una protección monofásica, estática de alta velocidad, de alta impedancia. Esta específicamente diseñado para proveer protección diferencial a la barra, pero es también usado para proveer una protección diferencial a

reactores y generadores. En la figura 64 se aprecia un relé SBD11A y en las gráficas 12 y 13 se muestran las curvas y los tiempos típicos de operación del relé.

Aplicación: a pesar del esquema empleado o el equipo para ser protegido, los siguientes comentarios son dados para la aplicación del relé SBD11A:

1. Todos los TC's empleados para el circuito diferencial deben tener una resistencia despreciable en los TAPS usados, En casi, si no en todos, tener en sus requerimientos un moderno multi radio y tipo de TC.
2. Todos los TC's empleados deben estar ajustados con el mismo radio.
3. En general, la máxima sensibilidad será confiable cuando los TC's estén ajusta al mayor TAP.
4. En general los TC's empleados en el circuito diferencial deben usarse solo para el relé SBD11A.
5. En orden de asegurar un apropiado ajuste del relé toda resistencia de cable y de devanado secundario del TC deberían ser evaluada antes de tomarse la decisión de tomarlo en cuenta en los ajustes.
6. Cuando los circuitos diferenciales de la zona de la barra están desbalanceadas cuando un circuito **breaker** está en operación de mantenimiento es recomendado que cada conexión 5 y 6 del relé SBD11A del circuito sea cortocircuitado.
7. El relé SBD11A es permitido presentar dos modelos que difieren solamente en la corriente sensitiva. Un modelo tiene una sensibilidad de 0.5/1 RMS A mientras la sensibilidad del corto es 0.5/2.5 RMS A. El relé teniendo una sensibilidad de 0.5/1 A debe usarse en aplicaciones en las cuales pararrayos no son conectadas a la barra, en los casos en que sean conectados pararrayos la sensibilidad a usarse será 0.5/2.5 A. La mayor corriente de ajuste (2.5 A) debe ser usada si se usan pararrayos, en caso contrario se usara la menor corriente de ajuste (0.5 A).
8. Un contactor de relé lockout auxiliar, unidad 86, debe ser conectado a través de las conexiones 3 y 6 del relé SBD11A para desvanecer una parte de la

corriente suscitada. Esto permitirá que el relé opere como uno de sobrecorriente seguido de la operación de la unidad 86. El tiempo provisto para la operación del relé de lockout es de un tiempo de operación en orden de los 16 milisegundos.

Principio de operación: El diagrama de la figura 60 ilustra la típica conexión externa AC del relé para usarse en un esquema de barra, los TC's asociados con todos los circuitos fuera de la barra son conectados en paralelo. El relé operará cuando el voltaje instantáneo aplicado a través de los terminales 5 y 6 exceda su voltaje de ajuste y la corriente de falla sea tan grande que supere la corriente de ajuste.

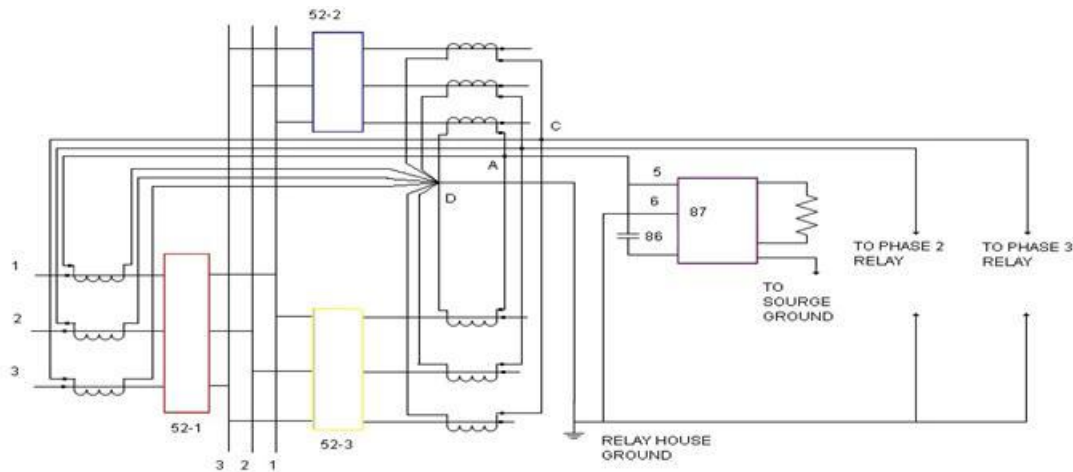


Figura 60: Conexiones externas AC para el relé SBD11

Mientras que los TC's no necesitan tener la misma relación de transformación, es requerido que sin tengan el mismo TAP, bajo estas condiciones, el voltaje a través del relé en condiciones normales será muy pequeña, si los TC'S no se saturaran, sería el mismo efecto para fallas externas a la zona de protección.

Si el esquema de protección de la figura 61 funcionaria satisfactoriamente, el relé no operaría para fallas externas, para esta falla de gran voltaje que podría hacer que el relé operara se podría suscitarse debido a la saturación de un TC y no de los demás TC, el gran voltaje pico que pudiera ser desarrollado en el relé SBD11 durante

una falla externa es igual al voltaje producido por el total de corriente secundaria que circula por la resistencia del cable y además por la resistencia del devanado del TC, para el esquema de la figura se tiene

Donde:

$$V_{pico} = 2 * \sqrt{2} * I_f * (R_s + R_l) \quad (25)$$

I_f : es el valor de corriente asimétrica de la falla en amperes secundarios.

R_s : es la resistencia del devanado secundario.

R_l : resistencia de los cables desde el punto de unión del TC.

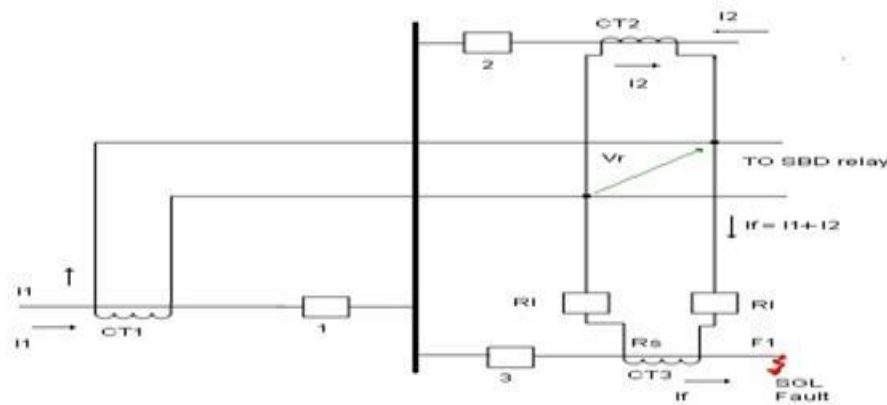


Figura 61: Esquema de falla externa en el relé SBD11

La ecuación de voltaje pico asociada al relé no está en función del valor RMS asimétrico de la corriente de falla, debido a que el relé SBD11 está calibrado en valores asimétricos RMS se tiene la siguiente ecuación:

$$V_r = I_f * (R_s + 2 * R_l) \quad (26)$$

En la figura 62 se ilustra la conexión interna del relé SBD11 simplificada, cuando ocurre una falla, el voltaje pico dado en el secundario del TC aparecerá a través del resistor divisor de red por los terminales 5 y 6; una porción de este voltaje total depende del TAP seleccionado. Por conveniencia el voltaje del TAP es calibrado

en términos de voltios RMS simétricos así como sus cálculos para los ajustes. El máximo voltaje pico puede ser producido en el circuito diferencial que será limitado por el valor como se calcula en la siguiente ecuación:

$$Vr = 2 * \sqrt{2} * Vt = 2.83 * Vt \quad (27)$$

Donde:

Vr: es el máximo voltaje instantáneo que se puede dar en el circuito diferencial.

Vt: es el ajuste de voltaje del TAP en voltios RMS simétricos del relé.

$2\sqrt{2}$: conversión de voltios RMS simétricos a voltaje pico.

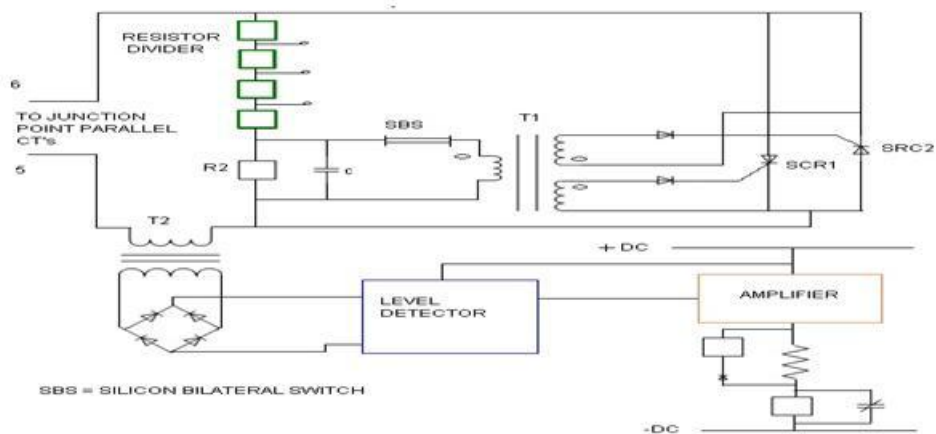


Figura 62: Esquemas de conexiones internas del relé SBD11 simplificado

El relé SBD11A tiene como rangos de corriente AC los que se muestran en la tabla 20

Tabla 20: Rangos de corriente AC

Rangos continuos	10 Amperes RMS
1 segundo	100 A RMS simétrica
5 ciclos	190 A RMS simétrica
2 ciclos	100 A RMS full offset

Calculo de ajustes: El relé SBD11 es ajustado con un máximo voltaje de forma que se pueda producir en el circuito diferencial como resultado de una falla externa a la zona de protección. La determinación del máximo voltaje para esta condición está sujeta a simples cálculos que pueden ser fácilmente determinados.

Calculo del ajuste de voltaje del TAP: El mínimo voltaje aceptable de ajuste del TAP se puede determinar por la siguiente ecuación:

Donde:

$$Vt = 1.25 * (Rs + p * Rl) * \frac{If}{N} \quad (28)$$

Vt: es el mínimo ajuste de voltaje del TAP, este valor se ajustará al mayor cercano valor de los ajustes permitidos que son: 50V, 100V, 150V, 200V, 250V, 300V y 350V

Rs: es la resistencia del devanado secundario del TC y de cables terminales.

Rl: es la resistencia de un conductor del TC.

p: 1 para falla trifásica; 2 para falla monofásica a tierra.

If: máxima corriente de falla externa en amperes primarios RMS simétricos.

N: relación de transformación del TC.

1.25: margen del factor de seguridad.

Para la protección de barra, existen dos métodos para la evaluación de la ecuación (28) en orden de terminar el apropiado ajuste de voltaje del relé.

El primer método ofrece una simplificada aproximación conservadora para el problema y requiere que la ecuación solo sea evaluada solo una vez. Con este método se asume que una falla monofásica a tierra con una corriente de magnitud igual al máximo rango de interrupción del breaker que ocurre en la fuente asociado al TC teniendo el cable más lejano desde el punto de cruce diferencial. Bajo estas suposiciones, el efecto de corriente de falla I_f es maximizado y también es el efecto de la resistencia del cable porque el gran valor de resistencia es utilizado p es ajustado a 2, así el gran valor posible de V_t será obtenido.

El segundo método ofrece una exacta aproximación pero requiere que la ecuación (28) ser evaluada un número de veces para ser utilizada en orden de obtener el máximo valor de V_t . Con este método, los cálculos deben hacerse para la máxima falla a tierra monofásica y la máxima falla a tierra trifásica solo aparte de cada de los n fuentes en la barra por lo tanto la ecuación (28) debe evaluarse $2n$ veces usando el valor asociado de resistencia de cable y $p=1$ o $p=2$ como sea requerido.

En general, el método 2 producirá un ajuste reducido de voltaje que el método 1, pero este es más simple de utilizar. Debería empezarse por utilizar el método 1. Si el ajuste del TAP de voltaje resultante usando este método resulta ser inadecuado en sensibilidad, entonces debe usarse el método 2.

Cada uno de los métodos son enumerados a continuación

Método 1: Método aproximado

- a. Usar el máximo rango de interrupción del circuito breaker como la máxima corriente de falla a tierra monofásica simétrica externa (I_f).

- b. R_l es basado en la distancia del punto diferencial de cruce a la distancia más lejana de un TC.
- c. Calcular V_t sustituyendo los valores de corriente y resistencia de a y b con $p = 2$
- d. Seleccionar el más grande TAP de voltaje permitido que se ajusta al voltaje calculado en c.

Método 2: Método exacto

- a. Determinar la máxima corriente de falla a tierra monofásica o trifásica solo aparte de cada uno de los n breakers en la barra.
- b. R_l es la resistencia dc de los cables asociados al TC al punto diferencial de cruce.
- c. Por cada breaker en funcionamiento, calcular V_t separadamente utilizando la asociada corriente de falla máxima a tierra trifásica en el TC fallado con $p = 1$ y la corriente de falla a tierra máxima monofásica en el TC fallado con $p = 2$.
- d. Usar el más grande valor de $2n V_t$ obtenido y seleccionado al próximo valor permisible.

Aplicaciones con el RTC multi de los TC's

Donde los TC's son usados en otros que su full devanado, la aplicación debería ser evaluada después de que el TAP de voltaje haya sido seleccionado para determinar que excesivo voltaje no son aplicados a través del full devanado de estos TC's como resultado de la acción del autotransformador, es deseable limitar el valor pico del voltaje para reducir el riesgo de ruptura del aislamiento del equipo conectado, el voltaje pico puede ser calculado de la siguiente forma:

$$V_f = \frac{2.83 * V_t * N_1}{N_2} \quad (29)$$

Donde:

- V_t: es la tensión de ajuste del relé SBD11A.
- N₁: es el número de vueltas en full devanado del TC.
- N₂: es el número de vueltas del TAP usado del TC.
- 2.83: es el valor de full offset.
- V_f: es el voltaje pico a través del full devanado.

En la figura 63 se ilustra lo mencionado anteriormente

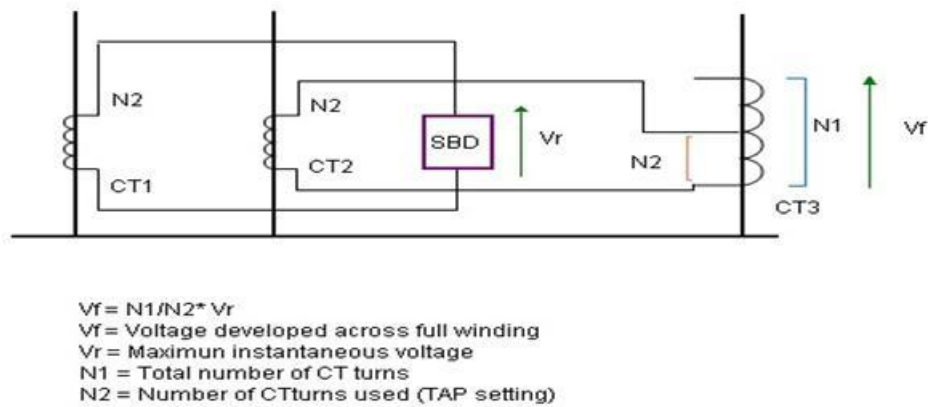


Figura 63: Esquema de conexión de los TC's

Calculo de la corriente mínima: La siguiente expresión determina la corriente mínima de falla interna

Donde:

$$I_{min} = [\sum_{x=1}^n I(x) + I_r] * N \quad (30)$$

I_{min}: Mínima corriente de falla interna RMS simétrica requerida para un ajuste particular de TAP.

n: número de TC's (numero de circuitos).

I: corriente de excitación secundaria de un TC individual.

I_r: corriente de ajuste en el relé SBD11A

N: relación de transformación del TC.

Las corrientes de excitación estarán en función del voltaje pico que pueden ser producido en los respectivos secundarios de los TC's, es posible determinar las corrientes con la ayuda de la curva de excitación característica secundaria el respectivo TC, pero primero es necesario modificar las características de cómo ellas son graficados como una función del voltaje pico que puede ser producido, las modificaciones son fáciles de hacer y el procedimiento es el siguiente:

1. Determinar las coordenadas del punto de rodilla de la curva de excitación estándar (E_s y I_e). Estos puntos serán indicados dados las características o ellos podrán encontrarse gráficamente por la determinación del punto donde esté a 45 grados de la línea que es tangente al punto de rodilla de la curva de excitación.

2. Calcular y graficar el siguiente punto en la misma hoja donde está la curva de excitación

$$V = 7 * E_s \quad (31)$$

$$I = 5 * I_e \quad (32)$$

3. Dibujar una línea teniendo como pendiente de 1/2 a través del punto (V, I) calculado y graficado en 2. Una pendiente de 1/2 corresponde a un registro de ciclo en la abscisa vertical (voltaje) y dos registros ciclos en la abscisa horizontal (corriente). ver la línea a-b de la gráfica 11.

4. Extender la parte reducida de la curva de excitación en una línea recta hasta interceptar la línea a-b en 3. Ver la línea c-d en la gráfica 11.

La curva formada por estas dos líneas ahora representa las características de excitación modificadas como función del voltaje pico que puede producirse. Después

de que la curva haya sido dibujada, calcular la siguiente cantidad V_t cual representa el voltaje la cual la curva modificada es inscrita para determinar la correspondiente corriente de excitación I

$$V_s = 2 * \sqrt{2} * V_t \quad (33)$$

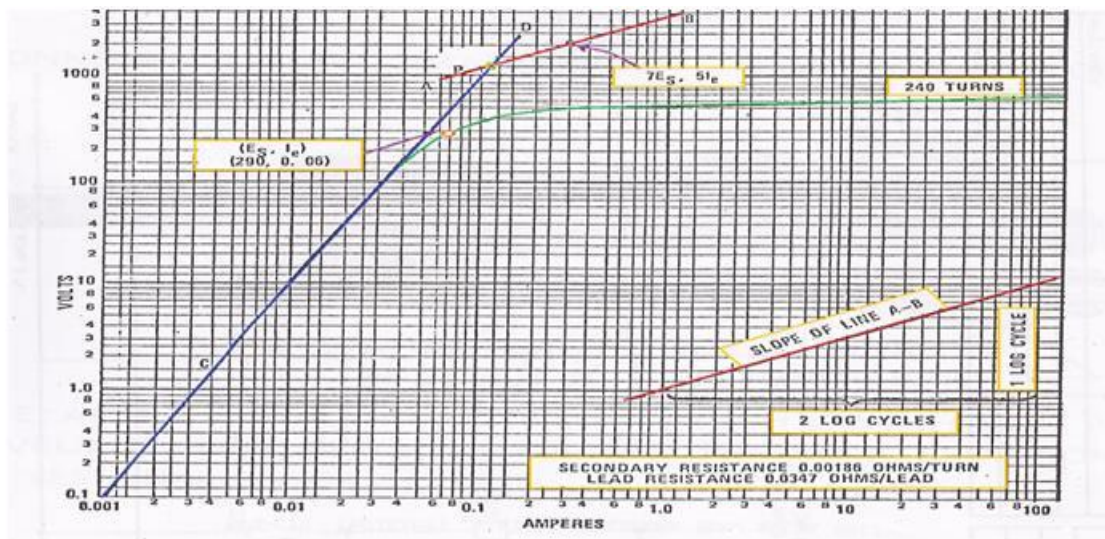
Donde

V_s : es la tensión coordenada para determinar I .

V_t : es la tensión de ajuste del relé.

El segundo término de la ecuación representa la corriente drenada por el relé solo en el punto de operación. Puede calcularse de la siguiente forma:

$$I_r = \frac{2 * V_t}{2500} \quad (34)$$



Gráfica 11: Típica curva de excitación de un TC

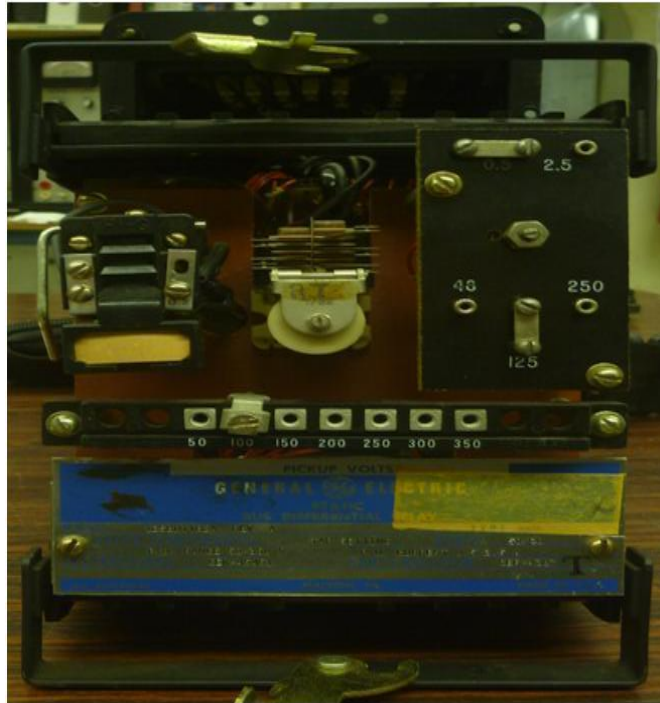
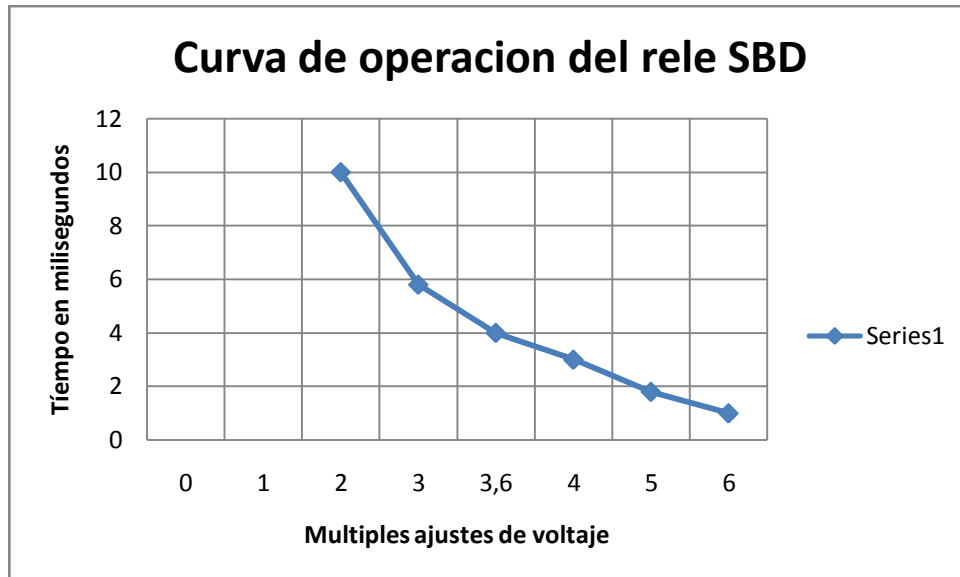
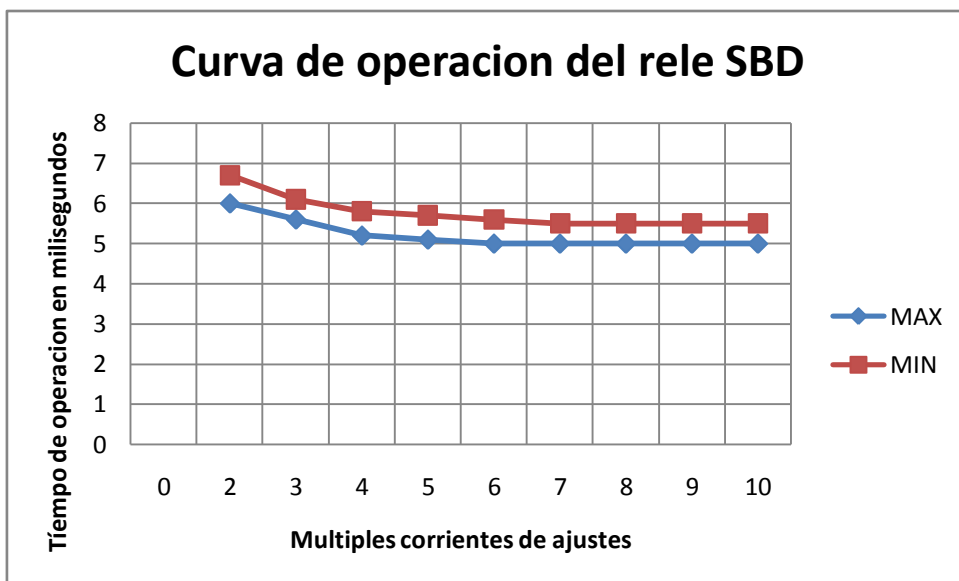


Figura 64: Relé diferencial de barra SBD11A



Gráfica 12: Curva de operación del relé en tensión



Gráfica 13: Curva de operación del relé en corriente

Relé diferencial SBD11B marca General Electric [11]

El relé tipo SBD11B posee las mismas características del relé SBD11A en cuanto a aplicación, principios de operación, cálculo de ajustes y esquemas de conexión; lo que difieren son en los rangos de corriente AC, que se muestran en la tabla 21

Tabla 21: Rangos de corriente AC

Rangos continuos	10 Amperes RMS
1 segundo	160 A RMS simétrica
5 ciclos	480 A RMS simétrica
2 ciclos	215 A RMS full offset

Relé diferencial PVD21 marca General Electric [11]

El relé tipo PVD21 es un dispositivo de una sola fase, alta velocidad, alta impedancia, de operación de voltaje que está diseñado para proveer protección diferencial en los esquemas de barra cuando son usados en conjunto con transformadores de corriente. Los tiempos de operación se muestran en la gráfica 18.

Aplicaciones: los siguientes puntos deben ser considerados antes de una particular aplicación:

Todos los TC's en el circuito diferencial de barra deben tener el mismo radio.

Si uno o más TC's están en diferente radio que otros una solución puede ser usar el máximo devanado de los TC's.

Cuando todos los TC's estén con el mismo radio a full devanado mejor TAP, el relé debería ser usado, así garantizará la máxima sensibilidad ante fallas internas, las resistencias secundarias de los TC's deben ser despreciables.

En la medida de lo posible, a pesar de no ser deseable, debe usarse los TC's del circuito diferencial solo para esa función.

En la figura 65 se ilustra las conexiones internas de un relé PDV21

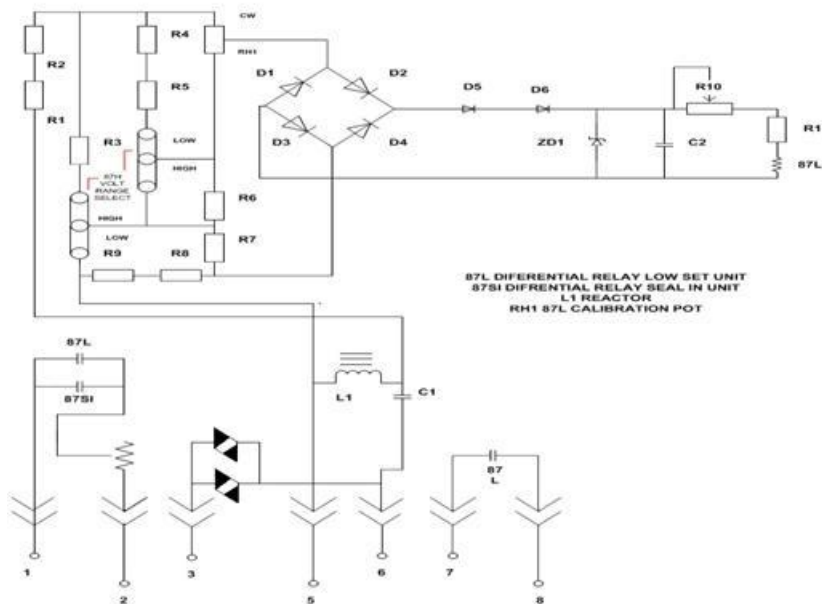


Figura 65: Conexiones típicas internas

Principios de operación Todos los relés tipo PVD incluyen una unidad de sensor de tensión 87L de alta impedancia que opera desde un voltaje producido por la diferenciabilidad conectada al TC durante la ocurrencia de fallas internas. Los relés están provistos también por uno o dos varistores conectados en paralelo con la unidad 87L para limitar el voltaje que cae en el relé, así garantizando su seguridad ante la presencia de fallas internas. Al limitar el voltaje, por el varistor circula una significativa corriente durante la falla interna pero muy poca corriente en condiciones normales o fallas externas. Los relés PVD21 están provistos con una unidad instantánea de sobrecorriente 87H conectada en serie con el varistor. La unidad 87H está ajustada de forma tal que no operará para fallas externas pero lo hará para fallas internas. Los diagramas de la figura 66 ilustran las conexiones típicas externas del relé para su uso en un esquema diferencial de barra. Un relé por fase es recurrido para proveer completa protección a la barra.

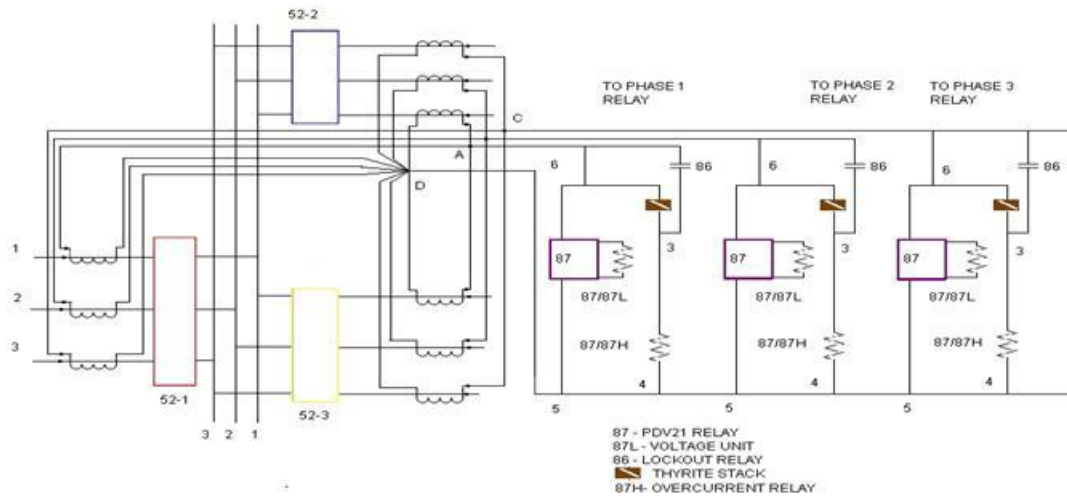


Figura 66: Esquema de conexiones típicas externas

Unidad de voltaje 87L: si un esquema de protección utilizando un relé PVD es diseñado satisfactoriamente, no operará ante la presencia de fallas externas a su zona de protección, como se muestra en la figura la peor condición podría ser realizada si los TC's asociados con los circuitos fallados se saturaran completamente, así perdiendo su capacidad para producir tensión secundaria, mientras otros TC's no se saturan completamente. Cuando un TC se satura completamente, su impedancia secundaria se aproxima a su resistencia de devanado secundario, despreciando así su reactancia secundaria. Los TC's en los circuitos no alimentados podrían no estar asistidos por la falla en el TC y tendría que producir suficiente tensión para forzar las corrientes secundarias a pasar por sus propios devanados y cables. Como resultado, un voltaje será determinado a través de los puntos de cruce, A y D. La magnitud de este voltaje será como se expresa en la siguiente ecuación:

$$V_r = (R_s + 2 * R_l) * \frac{I_f}{N} \quad (35)$$

Donde:

V_r : es el voltaje que cae en el relé PVD.

R_s : es la resistencia del devanado secundario y cables.

R_l : es la resistencia de cable de un solo camino desde el punto de cruce al TC.

I_f : es el valor de corriente primaria de la corriente de falla en RMS.

N : es la relación de transformación del TC.

Note que el factor de dos, que aparece con el término R_l , es usado para contar el hecho que toda la corriente circulará por ambos sentidos del cable y por el cable de retorno para una línea para la fallas a tierra, si los TC's están conectados como se muestra en la figura 67, la corriente no circulará en el cable de retorno para las tres fases en falla, así el máximo voltaje determinado del relé PVD para las tres fases falladas puede calcularse como se muestra:

$$V_r = (R_s + R_l) * \frac{I_f}{N} \quad (36)$$

Las ecuaciones puede consolidarse y escribirse como:

$$V_r = (R_s + p * R_l) * \frac{I_f}{N} \quad (37)$$

Donde $p = 1$ para tres fases, y $p = 2$ para una sola fase para fallas a tierra.

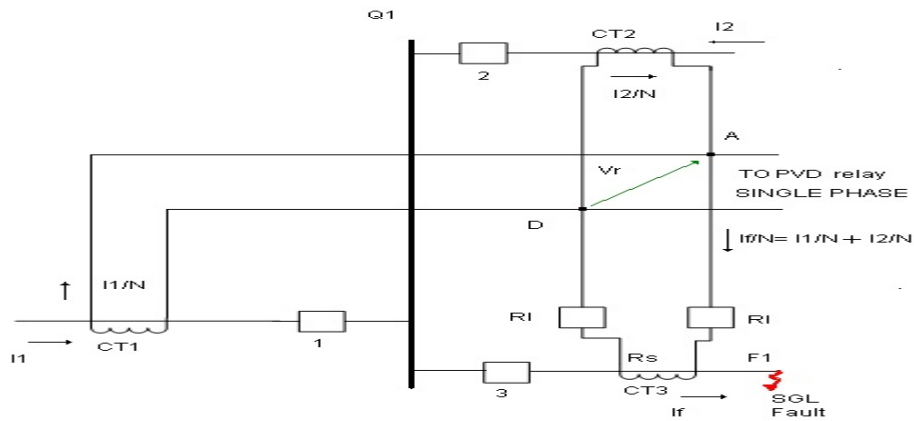


Figura 67: Circuito simplificado para falla a tierra monofásica

Ahora considerando el efecto de falla interna, todos los TC's no alimentados estarán en operación a alta impedancia PVD en paralelo con algún TC. El voltaje determinado a través de los puntos de cruce A y D será ahora aproximado al voltaje secundario de circuito abierto que los TC's pueden producir. Incluso para una moderada falla interna, este voltaje estará en exceso del valor calculado por la máxima corriente de falla descrita anteriormente. Por lo tanto, la unidad de alta impedancia de sensor de voltaje 87L, puede estar ajustada con un suficiente valor que no opere como resultado de una presencia de falla máxima externa pero si lo hará ante fallas internas moderadas e incluso pequeñas.

La ecuación actual para calcular el ajuste de la unidad voltaje 87L se muestra a continuación:

$$Vr = 1.6 * K * (Rs + p * Rl) * \frac{If}{N} \quad (38)$$

Donde: k: es el factor de calidad del TC

1.6: es el margen de factor de seguridad.

Los otros términos están descritos anteriormente.

Unidad de sobrecorriente 87H: la unidad 87H está ajustada de forma tal, de que no opere en corriente que pasa por el varistor durante fallas externas, pero si lo hará en la corriente que pase durante fallas internas.

Durante condiciones normales de operación, habrá un pequeño voltaje desarrollado a través del relé y a través de la combinación serie del varistor y 87H. Durante fallas externas, los mismo podría ocurrir (misma condición) si los TC's no se saturarían. Incluso si el TC en el circuito en falla se satura completamente, el máximo voltaje que podría desarrollarse a través del relé podría estar limitada por la caída en la resistencia anexa del TC asociado a la resistencia del cable. Debido a que el 87L es ajustado al mismo valor anterior que el máximo esperado, es posible determinar la corriente que circula en el varistor en el ajuste del 87L y así determinar el adecuado ajuste para el 87H, asegurando que no opere para fallas máximas externas. La gráfica 16 ilustra el mínimo ajuste seguro a hacer como en función del ajuste del 87L con un margen establecido incluido. Así, una vez el ajuste del 87L ha sido calculado, el ajuste 87H puede ser fácilmente determinado por la gráfica 16.

Durante fallas internas, los TC's intentaran en manejar la corriente de falla a través de una alta impedancia del relé PVD. Como resultado, el voltaje será formado dejando rápidamente el relé. Como voltaje formado, el varistor no lineal exhibirá una característica declinable resistiva, así que la corriente significativa circulará por el varistor y así causará que el 87H opere.

Calculo de ajustes

Ajuste de la unidad de alta impedancia 87L Asumiendo que una falla externa causa una completa saturación del TC en el circuito fallado, la corriente estará forzada a circular por el secundario de los TC's en los circuitos no alimentados que será impedida solo por la resistencia de los devanados y cables. El ajuste de la unidad de alta impedancia 87L fue descrita en detalle en los principios de operación, que es expresado de la siguiente forma:

$$Vr = K * 1.6 * (Rs + p * Rl) * \frac{If}{N} \quad (39)$$

Donde:

Vr: valor de ajuste de la unidad 87L, cuyo valor debe ajustarse al valor mayor cercano de los valores estandarizados de tensión que son: 75 -110-170-210-275-390-550 V (ver figura 69).

Rs: resistencia DC de los devanados secundarios del TC fallado y cables terminales.

Rl: resistencia DC de un conductor.

p: 1 para falla trifásica; 2 para falla monofásica a tierra.

If: corriente de falla externa en valores RMS primarios.

1.6: margen de factor.

k: Factor de calidad del TC (gráfica 14).

Método 2 método simplificado conservativo

1. Usar el máximo rango de interrupción del circuito breaker como la máxima corriente de falla externa monofásica a tierra.
2. El valor Rl está basado en la distancia desde el punto de cruce al más distante relé
3. Calcular un valor de Vr usando $p = 2$.
4. Este valor de Vr se convierte en el valor de ajuste.

Ajuste la mínima corriente de falla de la unida 87L: Después de obtener el ajuste de la unidad 87L, se debe hacer una revisión para determinar la mínima corriente de falla interna cual sea solo el caso de que la unidad opere. Si este valor es menor que el mínimo valor de corriente de falla esperado, el ajuste es adecuado para la aplicación.

La siguiente expresión puede usarse para determinar la mínima corriente de falla interna requerida para un particular ajuste del 87L:

$$I_{min} = [\sum_{x=1}^n I(x) + Ir + I1] * N \quad (40)$$

Donde:

I_{min} : es la corriente de falla interna mínima.

n : es el número de interruptores conectadas a la barra (numero de TC por fase).

I : corriente de excitación secundaria de un solo TC a voltaje igual al ajuste del 87L.

I_r : corriente en la unidad 87L a voltaje de ajuste.

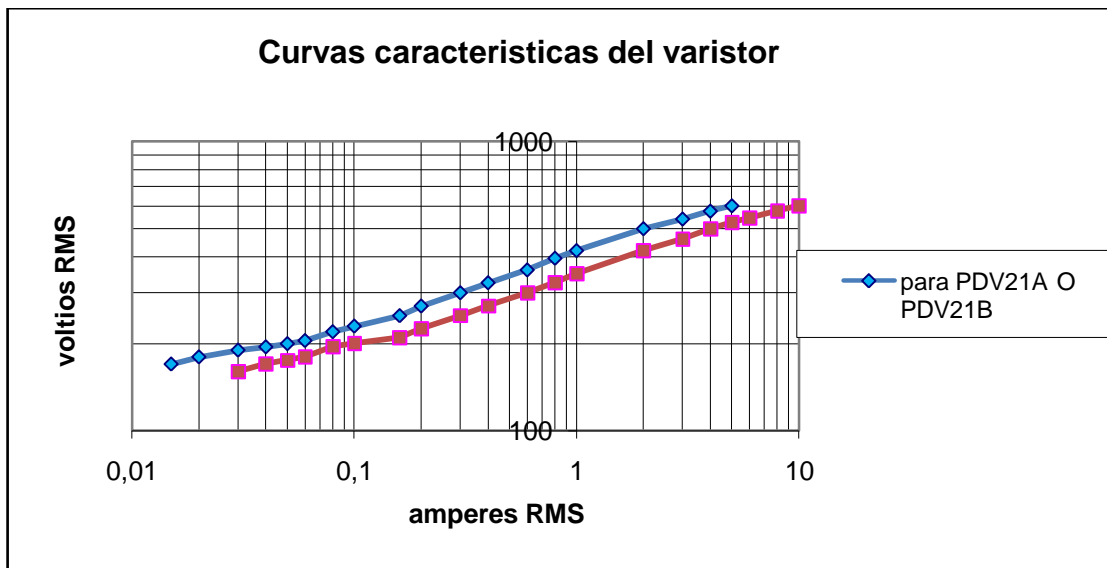
I_1 : corriente del varistor de la unidad 87L.

N: relación de transformación del TC.

Los valores de I1, I2, etc. son obtenidos de la curva característica de excitación secundaria del TC (gráfica 17). El primer termino de la ecuación se reduce a NI si se asume que todos los TC's tienen las mismas características de excitación, la corriente del relé puede determinarse de la impedancia del circuito 87L, de valor constante de 1700 ohmios.

$$I_r = \frac{V_r}{1700} \quad (41)$$

La corriente drenada por el varistor I1 puede ser obtenida de la curva de la gráfica 15 que se aplica al relé que se esté usando

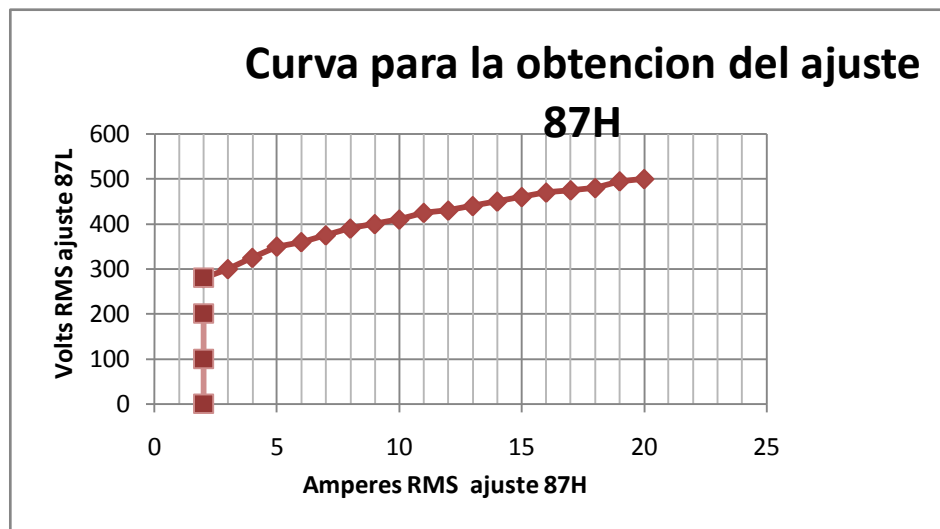


Gráfica 15: Curvas características del varistor

Ajuste de la unidad de sobrecorriente 87H: El ajuste requerido para la unidad de sobrecorriente 87H depende del ajuste de la unidad de voltaje 87L. En la gráfica 16 se muestra el ajuste 87H en amperes RMS contra el ajuste 87L en voltios RMS, ilustrando la relación entre estos dos ajustes.

En orden de determinar los ajustes requeridos del 87H, es solo necesario calcular los ajustes del 87L y luego mediante la curva de la gráfica 16 se busca el valor de voltaje a leer y se obtiene el ajuste del 87H directamente.

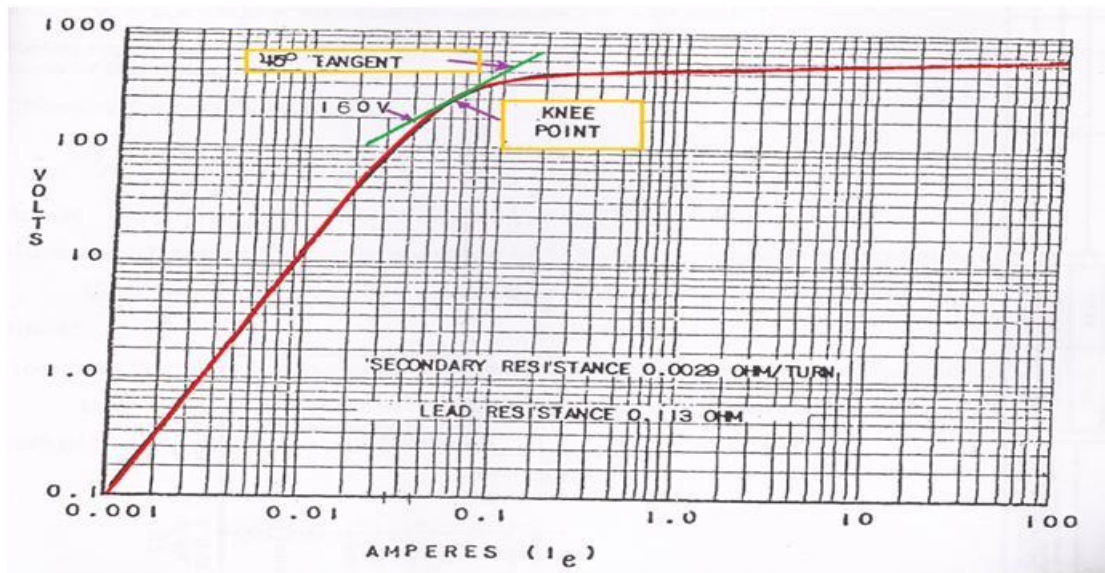
Para el relé PDV21B los valores de ajuste de 87L son los que se muestran en la gráfica 16, mientras que para el relé PVD21D, los valores de ajuste del 87L son el doble de los mostrados en la misma gráfica 16.



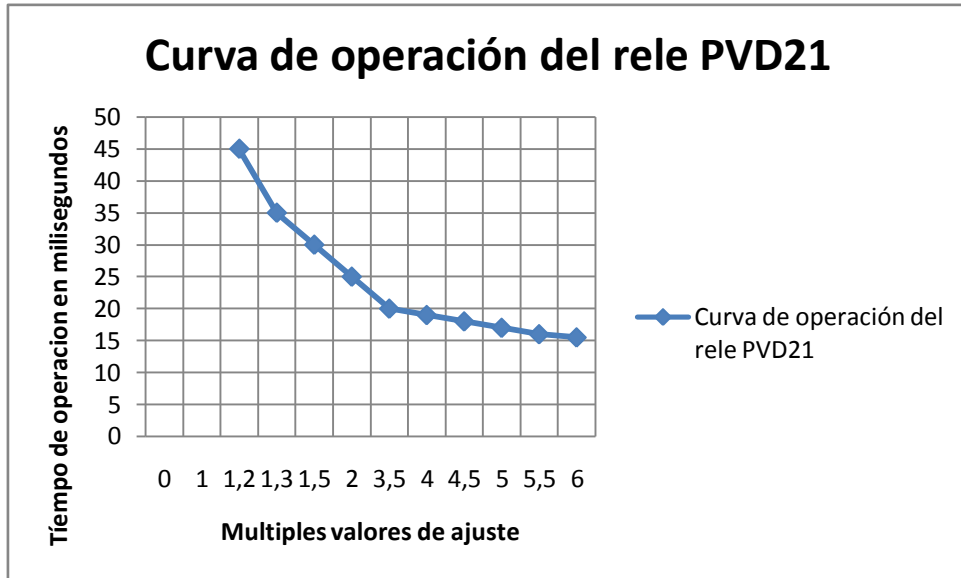
Gráfica 16: Curva para la obtención del ajuste 87H



Figura 68: Relé diferencial GE de alta impedancia PVD21



Gráfica 17: Curva típica de saturación de un TC



Gráfica 18: Curva de tiempo de operación del relé PVD21



CALIBRACION DE LA UNIDAD 87L

Figura 69: Perilla para la calibración de la unidad 87L

[ANEXO 4]

[Cálculo de corrección de temperatura de resistencia]

La resistencia del cable para la longitud más lejana del TC al relé diferencial de barra está dada 25°C. Si mayores temperaturas de operación son esperadas, debe tomarse en cuenta un determinado máximo de resistencia. Los valores de resistencia de alambre a 25°C u otra temperatura, t_1 , puede ser corregida a otra temperatura, t_2 , a continuación:

$$R_{t2} = [1 + p_1 * (t_2 - t_1)] * R_{t1} \quad (45)$$

Donde:

R_{t1} : es la resistencia en ohmios a t_1 , grados centígrados.

R_{t2} : es la resistencia en ohmios a t_2 , grados centígrados.

P_1 : es el coeficiente de temperatura de resistencia a t_1 .

Para estándar aleación de cobre, $p_1 = 0.00385$ a $t_1 = 25^\circ\text{C}$

[ANEXO 5]

[Cálculo de resistencia de cable]

La resistencia del cable para la longitud más lejana del TC al relé diferencial de barra está dada por lo general en función de la densidad resistiva del cable y por la longitud de la misma, obteniendo la siguiente ecuación:

$$R = \rho * L \quad (46)$$

Donde:

R: es la resistencia en ohm.

ρ : es la densidad resistiva en Ω/Km .

L: es la longitud del cable en Km.

Para cable de cobre conductor #10 $\rho = 3.554 \Omega/\text{Km}$ a 25°C

[ANEXO 6]

[Cálculo de Niveles de cortocircuito realizados por Corpoelec región Capital]

El cálculo de niveles de cortocircuito para el sistema de transmisión de Corpoelec región Capital se realiza motivado a los cambios con respecto a nuevas plantas de generación al sistema así como el aumento de las exigencias en cuanto a las necesidades que demanda la población. Estos cambios en la red traen como consecuencia aumento de los niveles de cortocircuito en las barras del sistema, otros escenarios para el despacho de la energía, la necesidad de evaluar los esquemas de protección especial (Separación de Áreas y Botes de Carga por Baja Frecuencia), así como estabilidad del sistema y análisis de contingencias, entre otros estudios de relevancia para la operación del nuevo sistema.

PREMISAS

Se calcularon los niveles de corto circuito monofásico y trifásico para las barras de 69 kV de la red del sistema de Región Capital.

Para el estudio se utilizó el programa Digsilent Power Factory 14.0.510 bajo la siguiente configuración:

Método de Cálculo de cortocircuito:

Según la Norma IEC 60 909 ya que para el cálculo considera un factor de seguridad de 1,15

Tipo de falla:

Corto circuito trifásico.

Corto circuito monofásico.

Condiciones Generales

Condiciones actuales de la red en transmisión.

Demanda máxima **2100 MW**.

Carga modelada como potencia constante (con lo cual no se está considerando las contribuciones de los motores de la red en el cortocircuito).

EVALUACIONES

Se evaluó de manera comparativa la opción de abrir el interruptor de unión de barras 2-3 en S/E Convento 69 kV y en la S/E OAM 69 kV, para no pasar los niveles de capacidad de cortocircuito de los interruptores, sin embargo por condiciones de operación se realizó el cálculo de corrientes con el interruptor de unión de barras cerrado en S/E Convento y OAM 69 kV

Descripción de la norma IEC 60 909

La norma IEC 60 909 determina los siguientes parámetros:

Factor C: Se define como la relación entre la fuente de voltaje equivalente y el voltaje nominal del sistema dividido por 3.

$S_{k''}$ (Potencia aparente de corto circuito simétrica Inicial): Viene determinado por el producto de la corriente de cortocircuito simétrica inicial ($I_{k''}$), el voltaje nominal del sistema y el factor 3.

$I_{k''}$ (Corriente de corto circuito simétrica inicial): Se define como el valor r.m.s. de la componente simétrica a.c. de la corriente de cortocircuito aplicable al instante de cortocircuito si la impedancia permanece en cero.

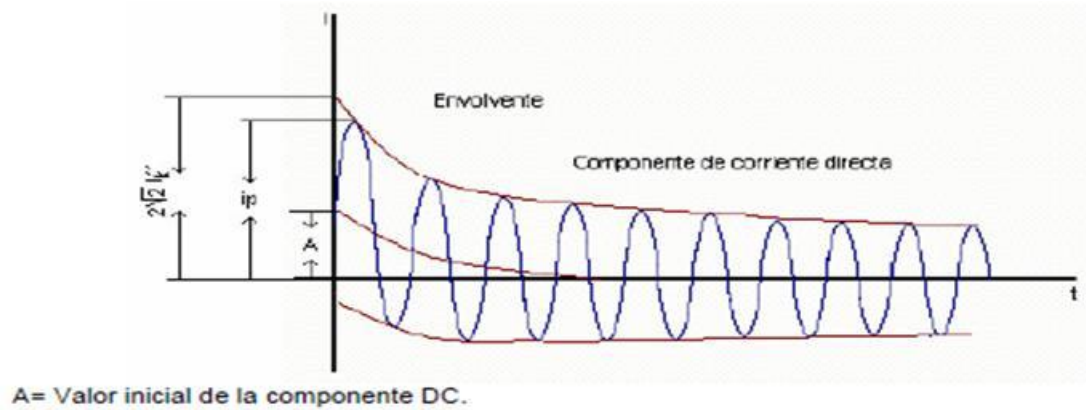
i_p (Corriente de cortocircuito pico): Se define como el valor instantáneo máximo posible de la corriente de cortocircuito.

I_b (Corriente de interrupción de cortocircuito simétrica): Es el valor r.m.s. de un ciclo integral de la componente a.c. simétrica de la corriente de cortocircuito en el instante de separación de los contactos del primer polo de un equipo de interrupción.

S_b (Potencia aparente de interrupción de cortocircuito simétrica): Viene determinada por el producto de la corriente de interrupción de cortocircuito simétrica (I_b), el voltaje nominal del sistema y el factor 3.

I_k (Corriente de cortocircuito de régimen permanente): Es el valor r.m.s. de la corriente de cortocircuito después que ha pasado el fenómeno transitorio.

La norma IEC realiza un mayor esfuerzo que la norma ANSI para distinguir entre las corrientes de cortocircuito que fluyen a través de redes enmalladas y redes no enmalladas. En la gráfica 19 tenemos La Corriente de cortocircuito:



Gráfica 19: Corriente de cortocircuito

En la tabla 22 se muestran los valores de corrientes de cortocircuito obtenidas

Tabla 22: Valores de cortocircuito obtenidos para las S/E'S de 69 kV

				Monofásico	Monofásico	Trifásico	Trifásico
BARRAS 69 KV		Cap.CC (MVA)	Cap.CC (KA)	Sec (MVA)	Ik" (KA)	Sec (MVA)	Ik" (KA)
Antimano	B1 y B2	2500	21	NA	15,110	NA	20,190
Arrecifes	B1, B2 y B3	5000	42	1766,076	44,332	4304,253	36,015
Barbecho	B1 y B2	2500	21	213,5079	5,3565	117,489	9,8555
Boulevard	B1y B2	3500	26	975,448	24,486	2871,495	24,027
Boyacá	B1 y B2	5000	42	1530,862	38,428	3784,024	31,700
Caraballeda	B1yB2	3500	27	NA	NA	3500	29,300
Coche	B1yB2	2500	21	NA	6,035	NA	13,092
Convento	B1,B2,B3yB4	5000	42	2043,237	51,290	5388,717	45,090
Cortada el Guayabo	B1	2500	21	NA	3,927	NA	8,091
Cota Mil	B1yB2	3500	29	731,818	18,370	3291,085	27,538
Curupao	B1yB2	2500	21	1135,686	28,508	2896,758	24,238
Guaira	B1yB2	2500	21	456,454	11,458	1702,009	14,241
Hoyo de las Tapias	B1yB2	2500	21	271,078	6,805	1192,133	9,975

				Monofásico	Monofásico	Trifásico	Trifásico
BARRAS 69 KV		Cap.CC (MVA)	Cap.CC (KA)	Sec (MVA)	Ik" (KA)	Sec (MVA)	Ik" (KA)
Junquito	B1y B2	5000	42	1632,452	40,978	4216,309	35,280
Junko	B1 y B2	2500	21	293,2597	7,3614	104,425	4,83475
Lagunita	B1y B2	2500	21	NA	NA	NA	20000
Longa España	B1 y B2	2500	17	99	2,496	636	5,328
Luis Caraballo	B1 y B2	3500	26	NA	NA	NA	20,918
Magallanes	B1,B2,B3,B4	5000	42	1724,942	43,300	4738,180	39,646
OAM	B1yB2	5000	42	2156,605	54,136	5443,504	45,548
Palo Verde	B1yB2	3500	30	439	11,041	1726	14,446
Panamericana	B1 y B2	5000	42	633,148	15,893	3014,776	25,226
Papelón	B1 y B2	5000	42	1298,761	32,602	3701,745	30,974
Pedrera	B1 y B2	3500	29	1345,557	33,776	3143,454	26,303
San Antonio	B1 y B2	2500	21	NA	8,160	NA	10,166
Tacagua	B1 y B2	2500	21	244.0292	6,1256	1414,572	11,836

				Monofásico	Monofásico	Trifásico	Trifásico
BARRAS 69 KV		Cap.CC (MVA)	Cap.CC (KA)	Sec (MVA)	Ik" (KA)	Sec (MVA)	Ik" (KA)
Tarzilandia	B1 y B2	5000	42	974,326	24,458	3476,959	29,093
Trapichito	B1 y B2	2500	21	NA	NA	NA	20,918

NOTA:

El acrónimo NA significa que no se obtuvo información del valor que se indica en la tabla 22.

Los valores mostrados en la tabla anterior fueron suministrados por el departamento de protecciones

[ANEXO 7]

[Valores de calibre y longitud más lejana del cable del TC al relé diferencial de barra en subestaciones de 69 kV]

Tabla 23: Valores de calibre y longitud de cable de TC para S/E 69 kV

S/E's	l más lejana al TC(Km)	tipo de conductor(Ω /Km)	Rl (Ω 75°C)	Rs (Ω 75°C)	Es (V)	n# TC
Arrecifes B1	0,09	cobre #10 3,554	0,3804	1,07	550	10
Arrecifes B2	0,08	cobre #10 3,554	0,3381	1,07	550	10
Arrecifes B3	0,05	cobre #10 3,554	0,2113	0,7485	200	10
Antimano B1 y B2	0,04	AWG#10 3,47	0,1693	0,75225	300	4
Barbecho B1 y B2	0,06	AWG#10 3,47	0,208	0,9493	NA	4
Boulevard B1 y B2	0,05	cobre #10 3,554	0,21131	1,07	550	4
Boyacá B1 y B2	0,16	cobre #10 3,554	0,676	1,208	300	7
Caraballeda B1 y B2	0,0317	cobre#10 4,2262 (75°C)	0,134	0,7	NA	3
Coche B1	0,03	cobre #10 3,554	0,1268	0,688	400	4
Coche B2	0,03	cobre #10 3,554	0,1268	0,688	400	3
Convento 69 B1 y B2	0,055	cobre #10 3,554	0,2324	1,208	400	10

S/E's	l más lejana al TC(Km)	tipo de conductor(Ω /Km)	Rl (Ω 75°C)	Rs (Ω 75°C)	Es (V)	n# TC
Convento 69 B3	0,06	cobre #10 3,554	0,2126	1,208	400	11
Convento 69 B4	0,07	cobre #10 3,554	0,2481	1,208	400	11
Cota Mil B1 y B2	NA	NA	0,201	0,688	800	6
Curupao B1 y B2	0,065	cobre #10 3,554	0,2744	0,688	800	10
Cortada Guayabo B1	0,05	cobre #10 3,554	0,2113	1,07	550	4
Guaira B1 y B2	0,09	cobre#10 4,2262 (75°C)	0,3804	1,07	800	6
Junko B1 y B2	0,04	AWG#10 3,38	0,15902	0,63	280	3
Junquito B1 y B2	0,07	cobre#10 4,2262 (75°C)	0,2958	1,208	400	9
Lagunita B1 y B2	0,01	cobre#10 4,2262 (75°C)	0,042262	0,752	320	4
Longa España B1 y B2	0,01	cobre#10 4,2262 (75°C)	0,042262	1,17985	300	4
Luis Caraballo B1 y B2	0,04	cobre#10 4,2262 (75°C)	0,3381	0.74265	NA	4
Magallanes B1,B2,B3yB4	0,1	cobre #10 3,554	0,4226	1,208	400	8
OAM B1 y B2	0,07	cobre #10 3,554	0,2958	1,085	300	10
Palo Verde B1 y B2	0,09	cobre #10 3,554	0,3744	0,685	320	4

S/E's	l más lejana al TC(Km)	tipo de conductor(Ω /Km)	Rl (Ω 75°C)	Rs (Ω 75°C)	Es (V)	n# TC
Papelón B1 y B2	0,15	cobre #10 3,554	0,633	1,208	400	6
Panamericana B1 y B2	0,17	cobre #10 3,554	0,718457	0,9	400	10
Pedrera B1 y B2	0,8	cobre #10 3,554	0,33285	1,208	400	8
San Antonio B1 y B2	0,1	cobre#10 4,2262 (75°C)	0,4426	0,64	320	4
Tacagua B1 y B2	0,05	cobre#10 4,2262 (75°C)	0,2113	0,75225	400	3
Tapias B1 y B2	0,03	cobre #10 3,554	0,2542	1,2	400	4
Tarzilandia B1 y B2	0,01	cobre #10 3,554	0,04146	1,07	550	5
Trapichito B1 y B2	0,06	cobre #10 3,554	0,50714	0,74265	300	4

NOTA:

El acrónimo NA significa que no se obtuvo información del valor que se indica en la tabla 23.

Rl es la resistencia del cable más lejano

Rs es la resistencia del devanado secundario del TC

Es es la tensión de saturación (punto de rodilla)

[ANEXO 8]

[Imágenes de la herramienta Excel que diseño para realizar los ajustes]

Tabla 24: Imagen de tablas de la herramienta Excel

Rele diferencial PVD21																
Ajuste para el rele diferencial PVD21			PARAMETROS											87L		
Es	Rs	Rl	p	K	if	N	Y	W	lr	l1	N	n	le	lmin	Tipo	
400	1.208	0.2324	2	0.79842713	51290	400	0.53623695	274.013521	0.16176471	0.912	400	11	0.0205	519.705982	FK6910003	
								275						1.88983957	FK6915003	
Calculo de RI			Conversion de temperatura													
p	L	RI	p1	T2	T1	r	R									
3.544	0.05	0.1772	0.00385	95	75	0.2324	0.2502948									
															Modelo TC GE	
Curva factor K para $\gamma=0.8$ $k=0.7$				Curvas características del varistor					Curva para obtener 87H				C			
K	Y		k	I	VA	VC	I1c	I1a	I	v1	v2	87H				
0			0.79842713	0.01			0.36814488	0.91274241	0.01			2.33634038				
0.6				0.015	170				1			3				

Curva de obtencion del factor K
 $K = 6429k + 2.6464$

Valores de K

5	600	525
6		545
8		575
10		600

Curva para la obtencion del ajuste 87H
 $V = 98.813 \ln(I) + 191.14$

Amperes RMS ajuste 87H

20	500	
2		200
2		100
2		0
	W	275

Tabla 26: Imagen de tablas de la herramienta Excel

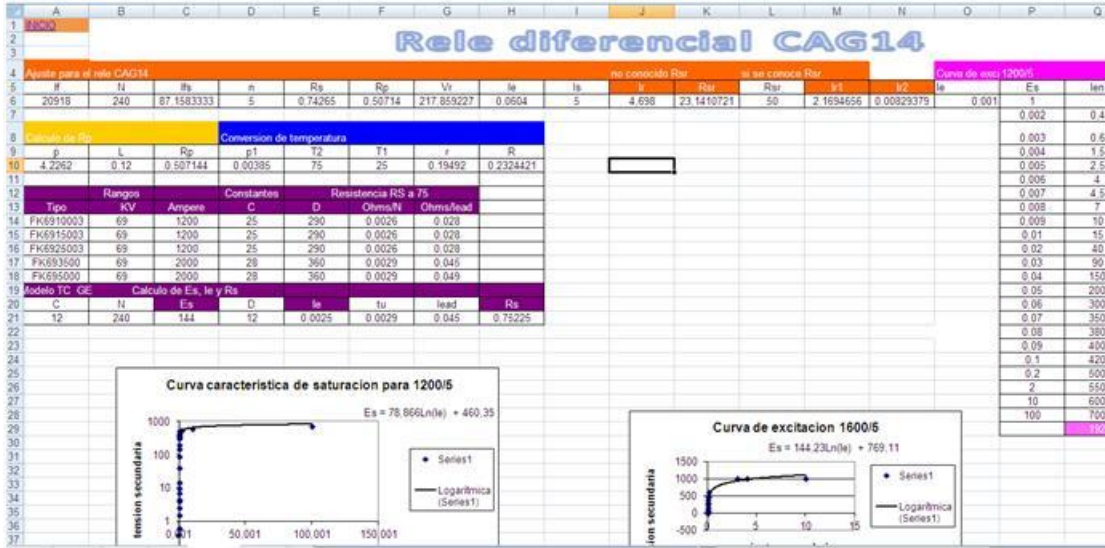
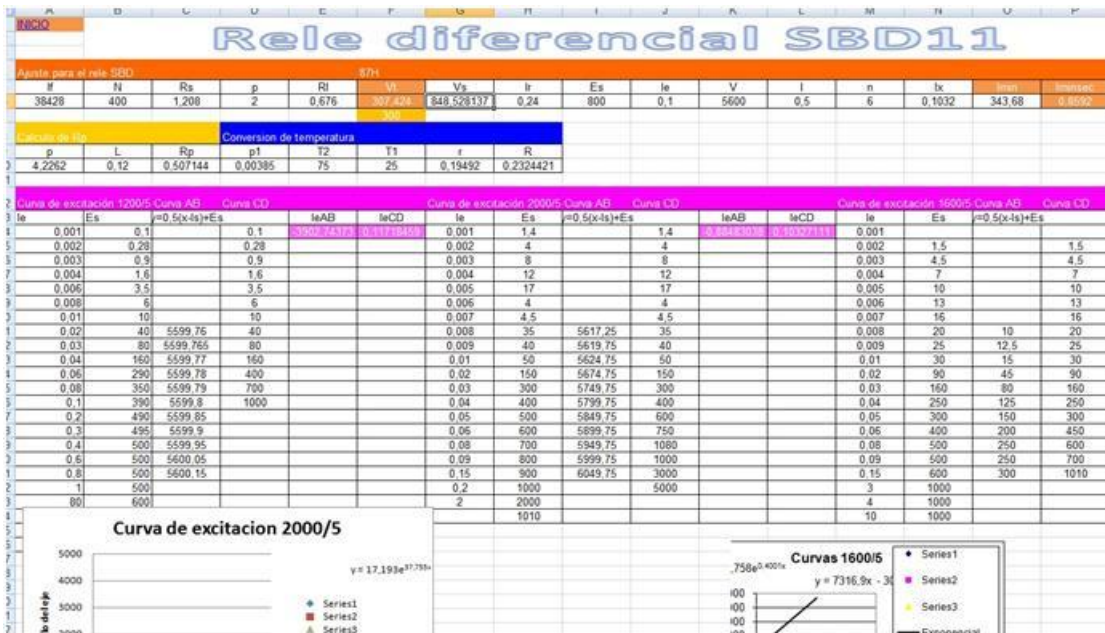


Tabla 27: Imagen de tablas de la herramienta Excel



[ANEXO 9]

[Características físicas de las barras de las subestaciones de 69 kV de distribución]

Características físicas de las barras de 69 kV

Las características más comunes para las barras de 69 kV en las subestaciones de distribución son las siguientes:

Material de las barras: Cobre.

Forma de las barras: Tubulares.

Conductividad: 98 % según IACS.

Máximo incremento de temperatura: 30 °C.

Máxima temperatura ambiente: 40°C.

Máxima variación térmica: 30°C.

Corriente máxima de cortocircuito: 42000 A.

Corriente máxima asimétrica: 67200 A.

Modulo de elasticidad: 11936,57 Kg. / mm^2

Coefficiente de expansión lineal térmica: 0.0000168 °C.

Límite máximo para efectos de fatiga: 19.60 Kg. / mm^2

[ANEXO 10]

[Metodología para la realización de pruebas de ajuste del Relé Diferencial de barra SBD11]

DIFERENCIAL DE BARRA GENERAL ELECTRIC SBD11

PRUEBAS

Prueba 1

1 Coloque el TAP en 50 v

2 Aplicar tensión en los puntos 5 y 6 (empezar con una prueba de tensión de 90 Voltios AC)

Debe operar con 100 VAC. Cuando el relé opera hay una caída de tensión en la fuente de alimentación si no opera ajustar con el potenciómetro que está colocado al frente del relé

No aplicar tensión por más de 10 s y espere 2 minutos entre cada prueba (corre el riesgo de quemar el relé)

Prueba 2

1 Se coloca el TAP en ajustes de campo

2 Aplicar 10% del TAP de ajuste (tensión AC, ver figura 75)

3 Tomar lectura en los puntos 5 y 16 del relé (debe leer más o menos 5VAC)

Prueba 3

- 1 Hacer un puente entre los puntos 7 y 9 (figura 72).
- 2 En los 7+ y 8 – aplicar tensión DC (según ajustes del relé 48 -125-250 VDC).
- 3 Medir tensión DC en los puntos 8- y 18 + (al operar debe leerse la tensión DC aplicada).
- 4 En los puntos 3 y 5 (figura 72) inyectar una corriente AC (según ajustes del relé 0.5 o 2.5 amp ac).
- 5 Debe operar según ajustes de corrientes (0.5 o 2.5 amp ac, ver figura 73).

Prueba 4 Operación de la bandera

- 1 En los puntos 14 y 15 aplicar una corriente DC (0-2 o 2, ver figura 75).
- 2 Cerrar manualmente el relé telefónico que está colocado en la parte frontal del relé.
- 3 Debe operar la bandera y quedarse enclavada (según ajustes).

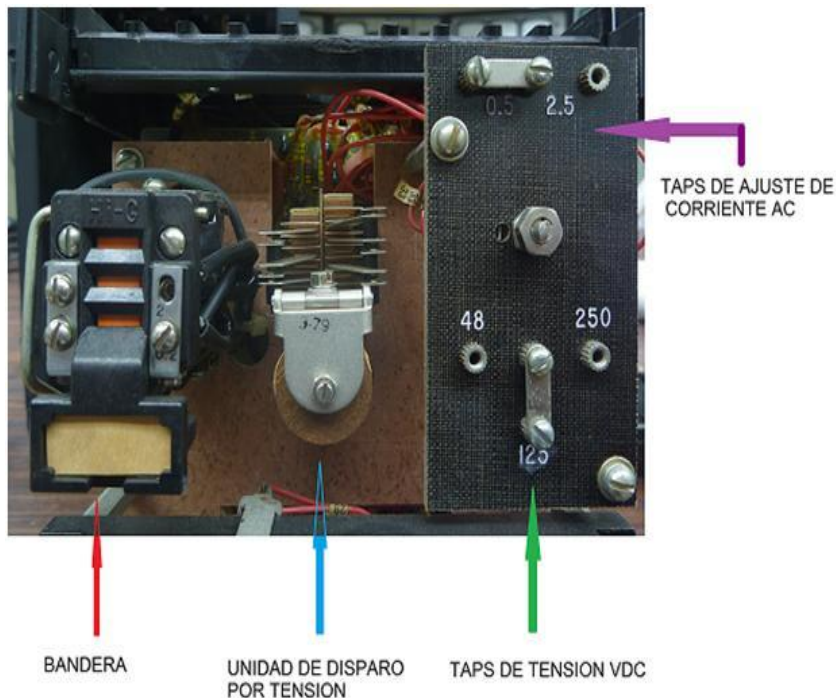


Figura 70: Unidades de ajustes del relé SBD11



Figura 71: TAP's de ajustes de tensión

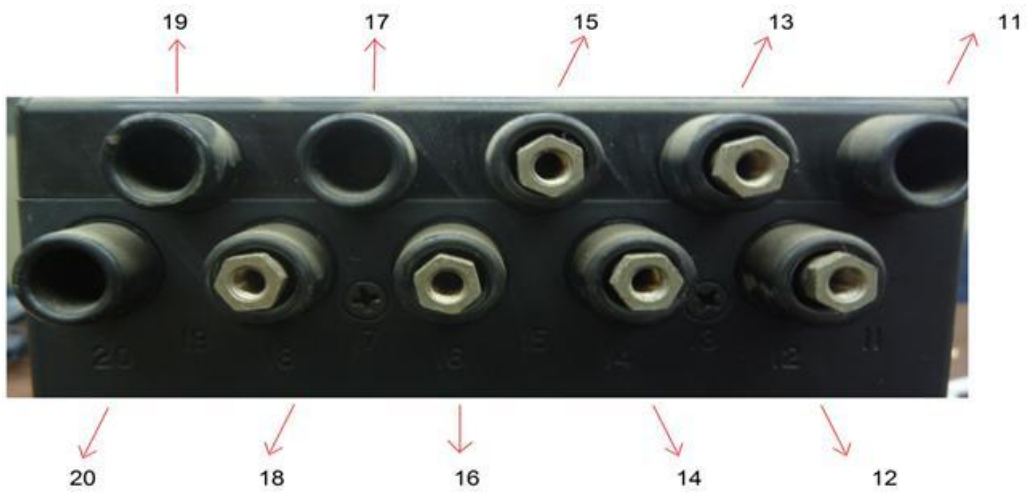


Figura 72: Terminales de conexión del relé SBD11

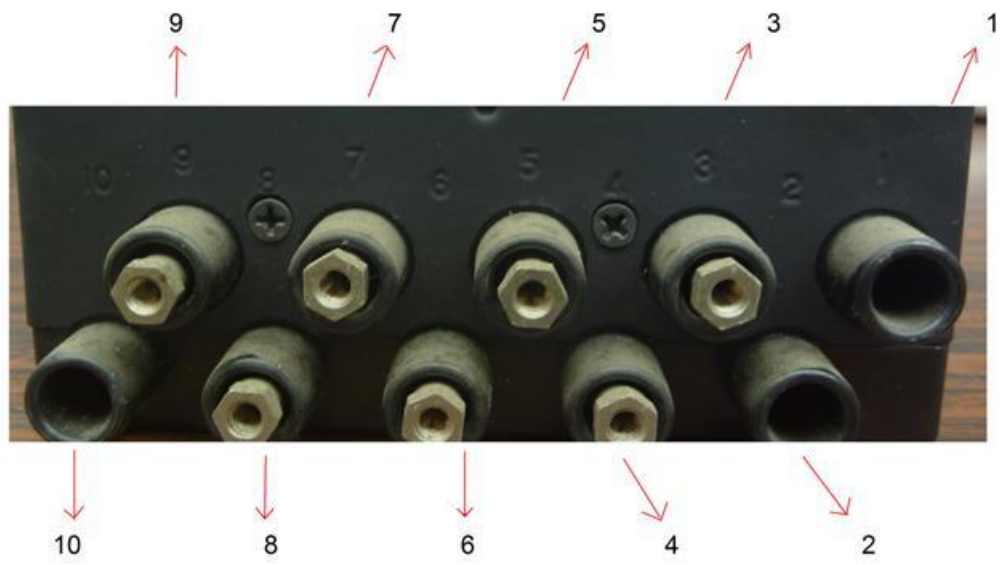
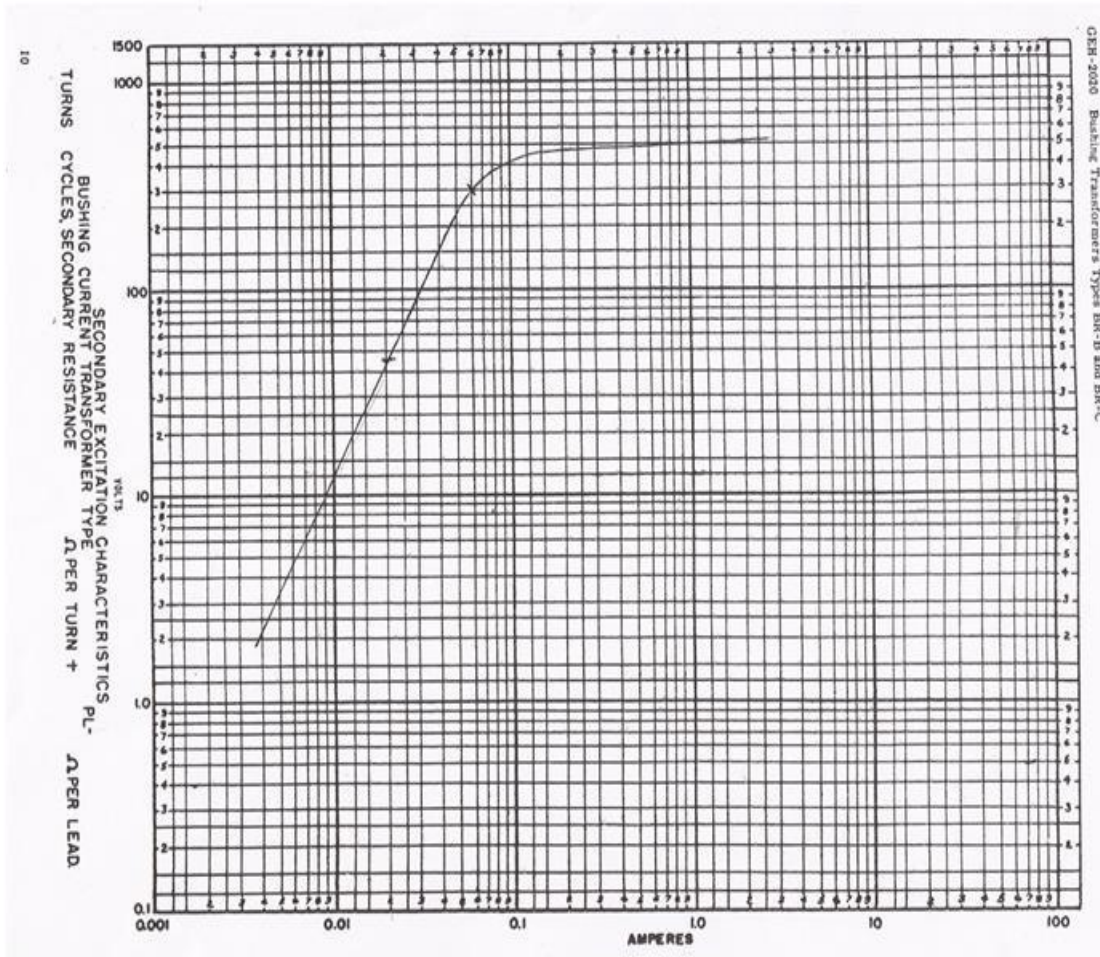


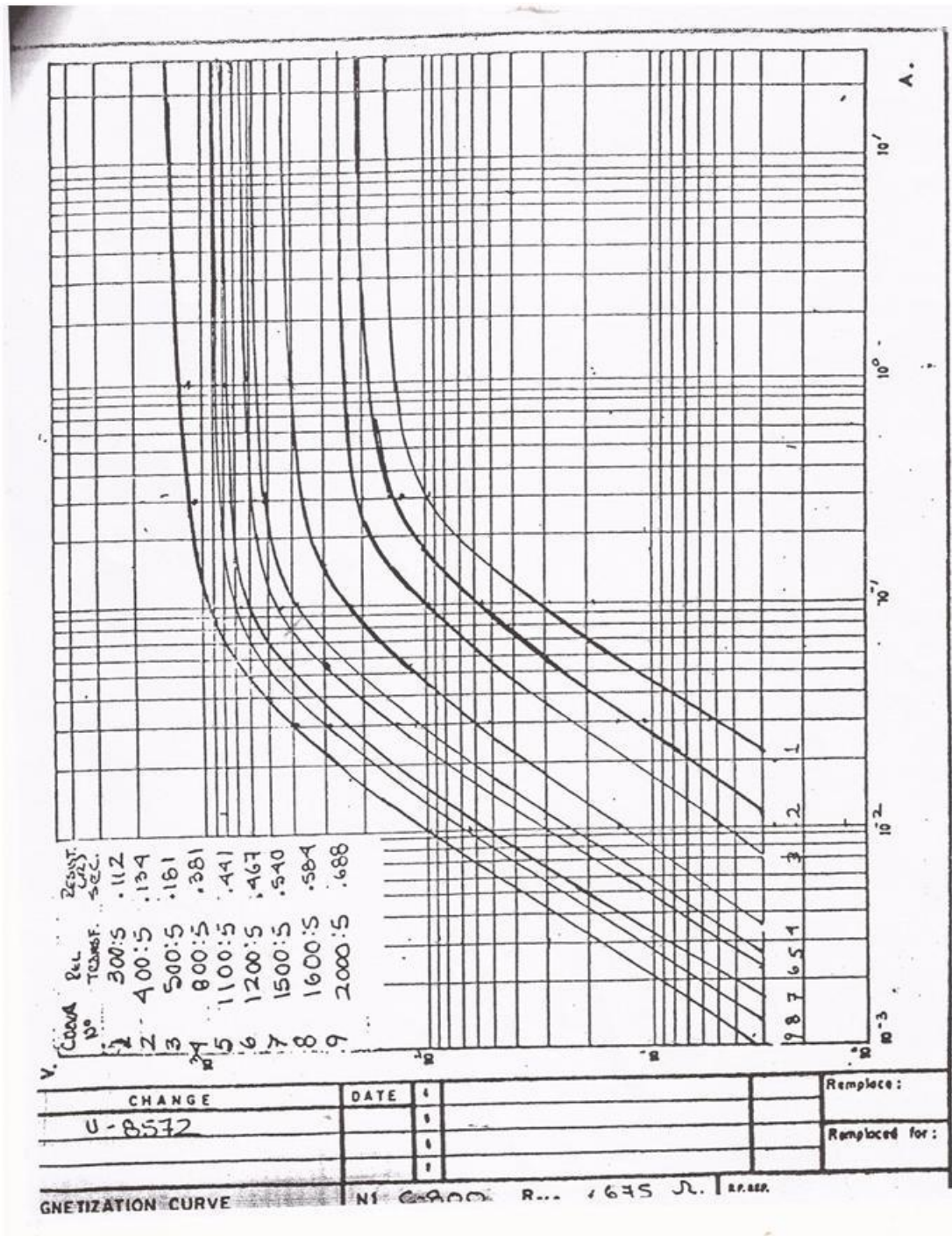
Figura 73: Terminales de conexión del relé SBD11

[ANEXO 11]

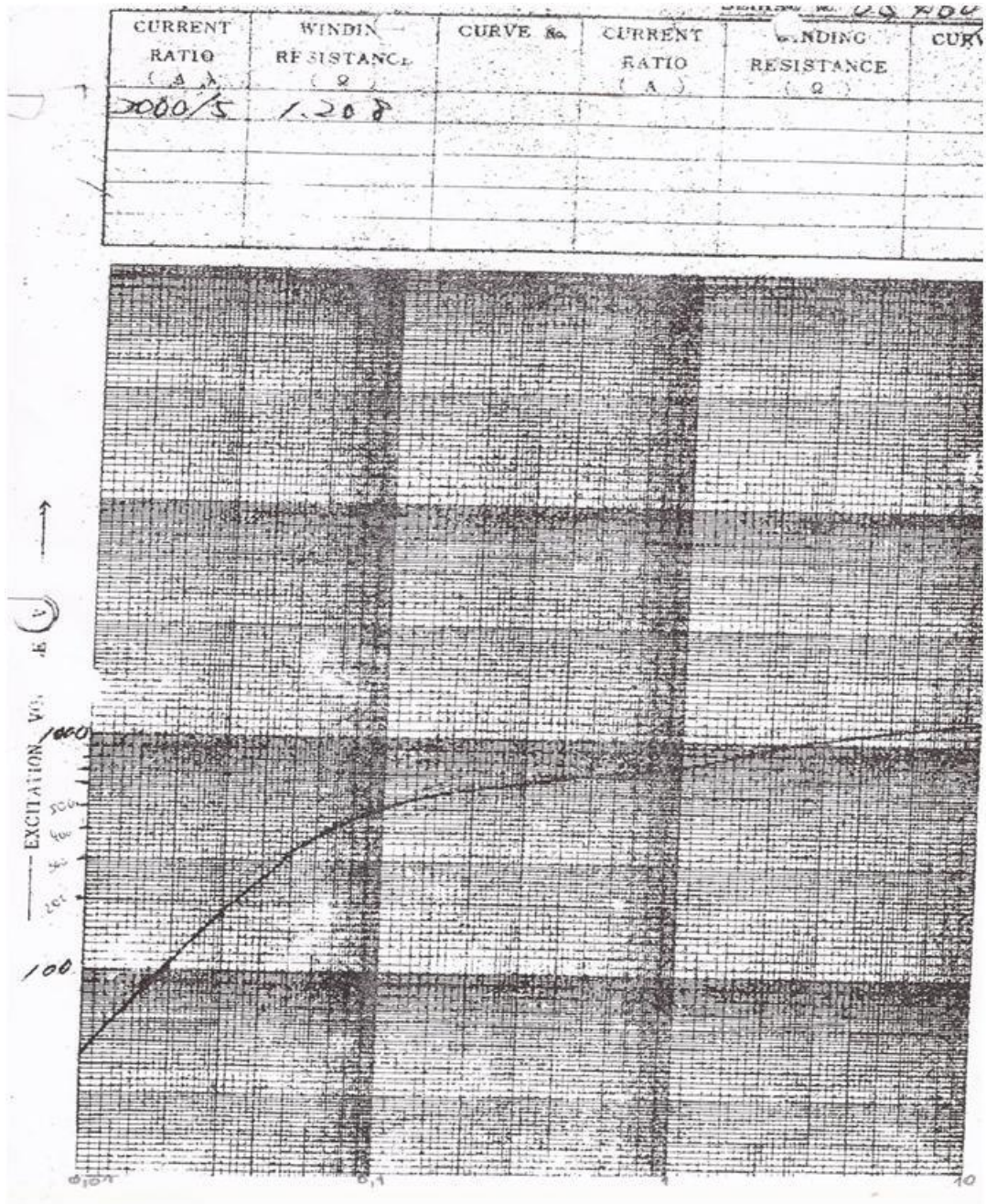
[Curvas de saturación de los TC's usados en la revisión de los ajustes de la protección diferencial de barra para S/E's 69 kV]



Gráfica 20: Curva de saturación 1200/5 para s/e's Tapias, Antimano y Tacagua

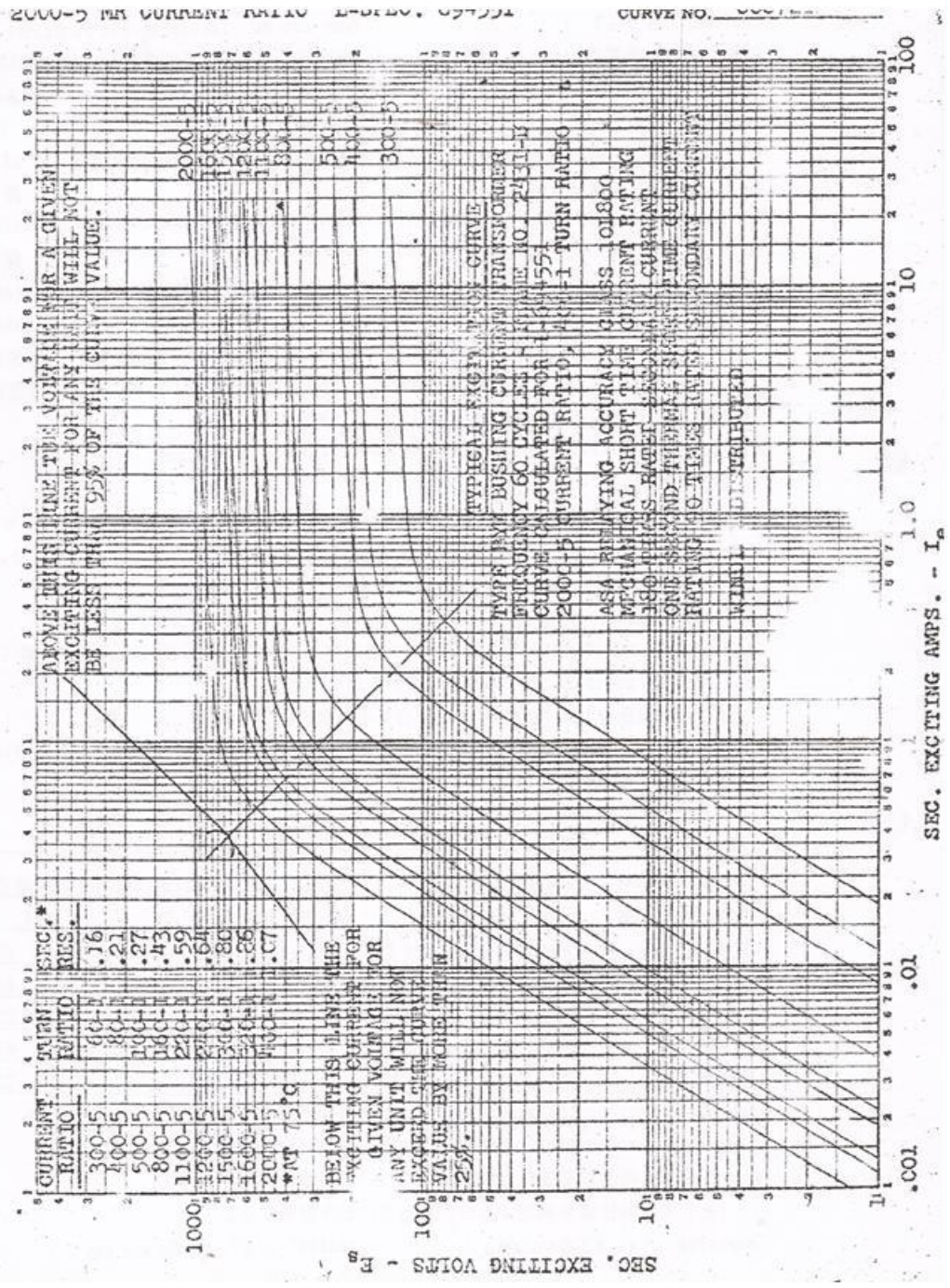


Gráfica 21: Curva de saturación para s/e's Guaira, Coche y Curupao 69 kV



Gráfica 22: Curva de saturación para s/e's Pedrera, Magallanes, Boyacá, Junquito y Papelón 69 kV

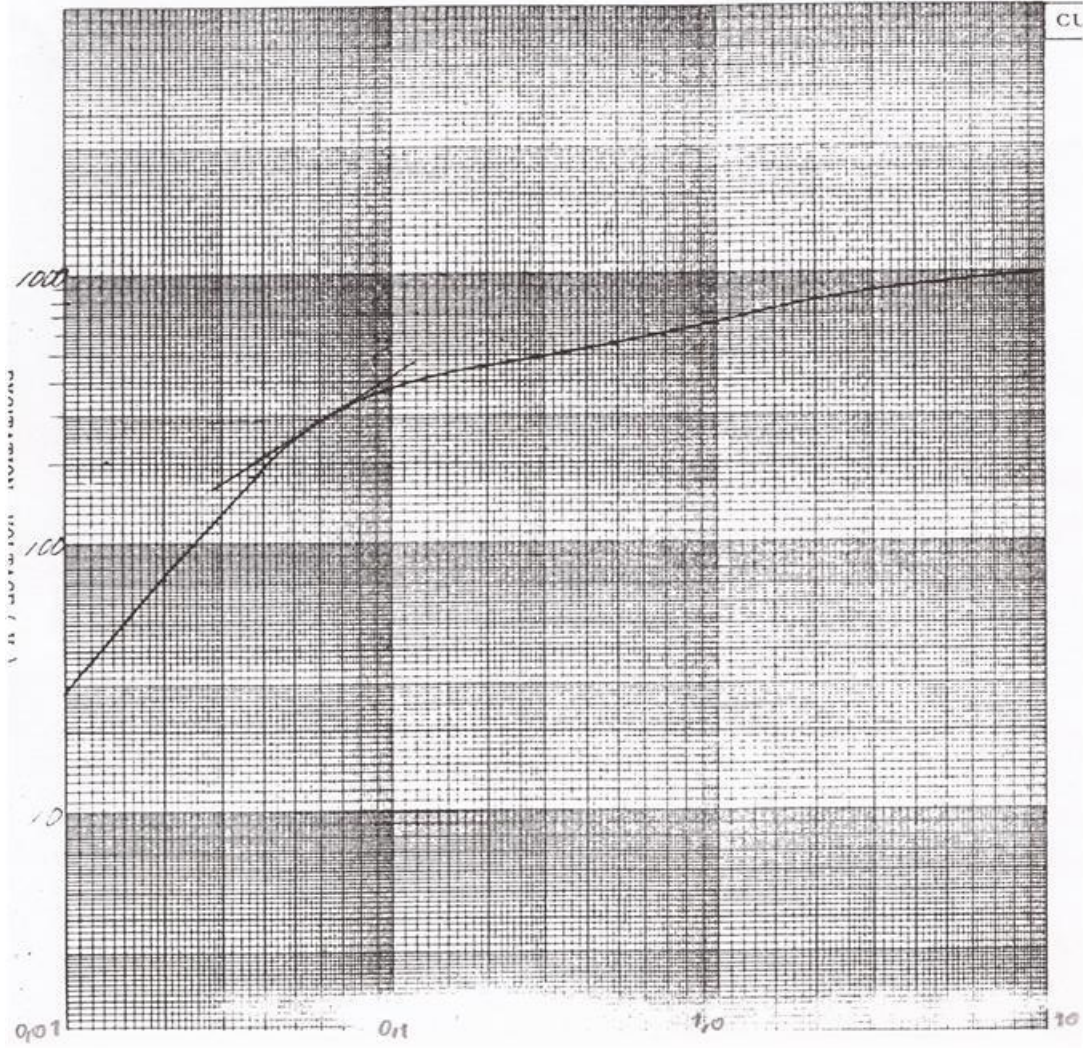
W E-74. 69043500 - GVA - 1200A - 3500MVA



Gráfica 23: Curva de saturación para s/e's San Antonio, Junko, Cortada Guayabo, Cota Mil y Boulevard 69 kV

SERIAL No. 570577

CURRENT RATIO (A)	WINDING RESISTANCE (Ω)	CURVE No.	CURRENT RATIO (A)	WINDING RESISTANCE (Ω)	CURVE No.
2000/5	1.085				



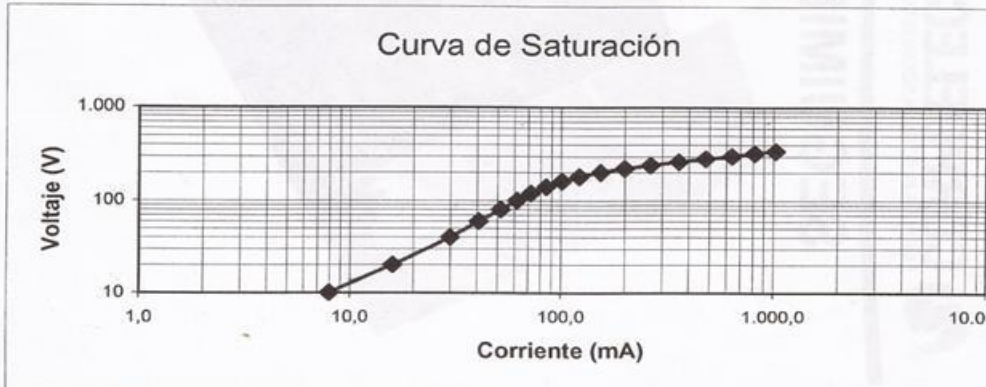
Gráfica 25: Curva de saturación para s/e OAM 69 kV

TRANSFORMADOR DE CORRIENTE

Sub-Estación: Arrecife	R/T: 1200/5	BIL:	Fecha: 10/05/2004
Unidad: Interruptor Magallanes 4	Potencia:	Clase: C-400	Frec: 60 Hz
Marca: Mits	Tipo:	Tem Amb: 30° C	Tem Cor: Hr%: 60

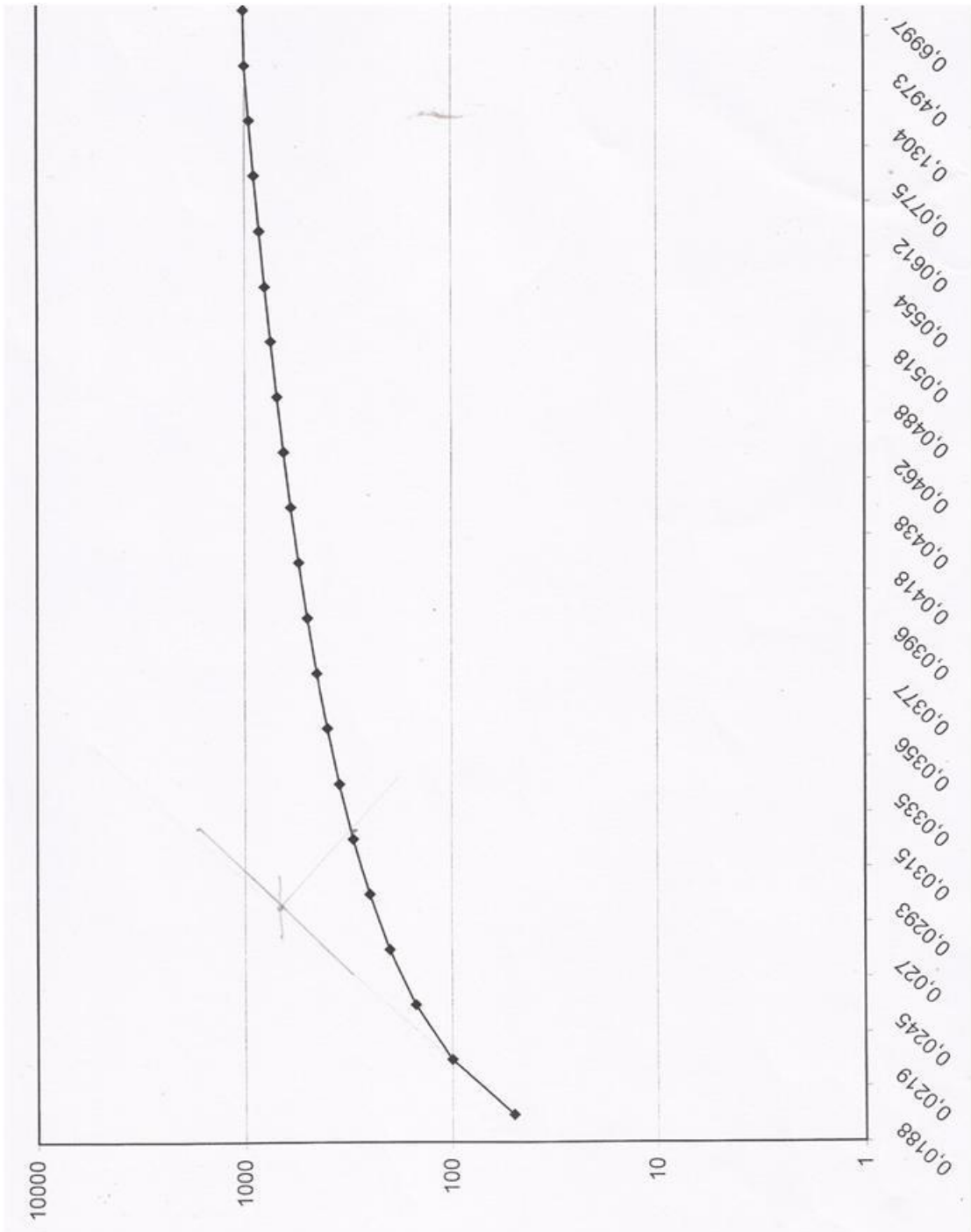
CURVA DE SATURACION

	VOLTAJE PRIMARIO	VOLTAJE SECUNDARIO	CORRIENTE SATURACION (mA)	RELACION DE TRANSFORMACION	TEMP. °C
1	0,0421	10,0000	8,0000		
2	0,0844	20,0000	16,0000		
3	0,1686	40,0000	30,0000		
4	0,2508	60,0000	41,0000		
5	0,3345	80,0000	52,0000		
6	0,4169	100,0000	62,0000		
7	0,4996	120,0000	72,0000		
8	0,5847	140,0000	85,0000		
9	0,6640	160,0000	101,0000		
10	0,7486	180,0000	122,0000		
11	0,8355 *	200,0000	154,0000 *		
12	0,9181	220,0000	200,0000		
13	0,9997	240,0000	265,0000	240 / 1	30,0
14	1,0836	260,0000	359,0000		
15	1,1634	280,0000	480,0000		
16	1,2480	300,0000	639,0000		
17	1,3301	320,0000	817,0000		
18	1,4140	340,0000	1024,0000		

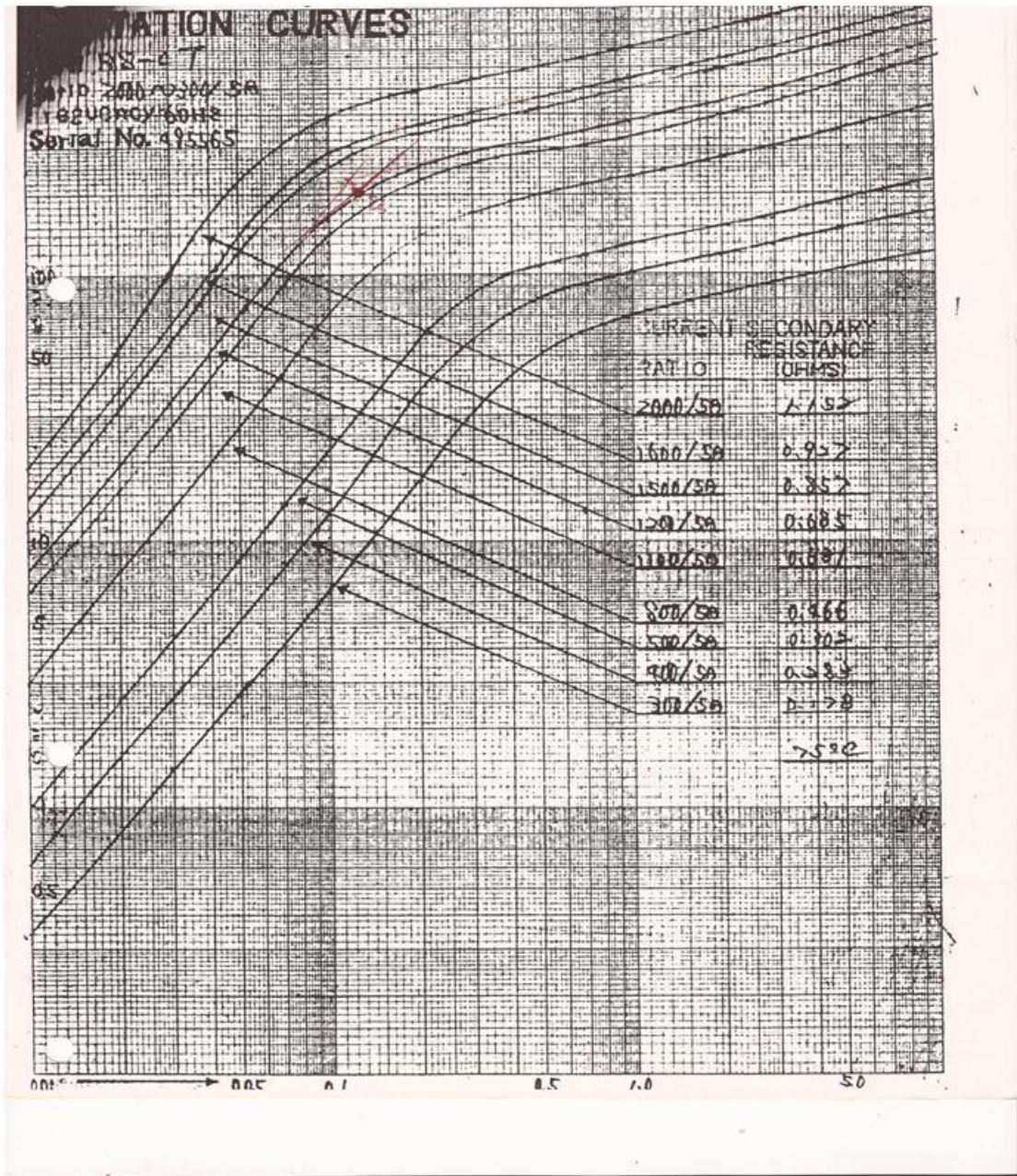


Observaciones: Resistencia de Devanado: X1-X5 : 0,638Ohmios

Gráfica 26: Curva de saturación para s/e Arrecifes 69 kV



Gráfica 27: Curva de saturación para s/e Longa España 69 kV



Gráfica 28: Curva de saturación para S/E Palo Verde

[ANEXO 12]

[Descripción del manual de TC General Electric]

El transformador de corriente General Electric es un dispositivo tipo bushing (pasatapa) que tiene como finalidad reducir los niveles de corriente que censa la protección para que este pueda operar o no dependiendo de las condiciones del sistema. Este modelo de TC tiene limitaciones en su precisión por restricción de una vuelta primaria, a pesar de esto, no es una limitación severa para la función de protección.

Para este modelo de TC, se presenta información necesaria para obtener los valores de tensión secundaria correspondiente al punto de rodilla y a la corriente debida a este punto, la cual se resume en las siguientes ecuaciones:

$$E_s = \frac{C * N}{20} \quad (47)$$

$$I_e = \frac{D}{20 * N} \quad (48)$$

Donde:

Es: es la tensión secundaria correspondiente al punto de codo o de rodilla.

Ie: es la corriente secundaria de excitación del TC correspondiente al punto de rodilla.

N: es el número secundario de vueltas.

C y D: son constantes para un determinado TC y se pueden obtener de la Tabla 28 para 60 ciclos.

Así mismo se puede obtener el valor de la resistencia interna del TC, mediante la siguiente ecuación:

$$R_s = Q * N + Lead * 1,25 \quad (49)$$

Donde:

R_s : es la resistencia del devanado secundario del TC a 75°C.

Q : es la resistencia en ohm/vuelta.

$Lead$: es la resistencia en ohm/Lead.

En la tabla 28 se muestran los valores de las constantes C y D para los circuitos de interruptor para nivel de tensión de 69 kV.

Tabla 28: Valores C, D y parámetros para calcular la resistencia interna del TC a 75°C

Breaker GE	Rangos		Constantes		Resistencia RS a 75 °C	
Tipo	KV	I(A)	C	D	Ohms/N	Ohms/lead
FK 69-1000-3	69	1200	25	290	0,0026	0,028
FK 69-1500-3	69	1200	25	290	0,0026	0,028
FK 69-2500-3	69	1200	25	290	0,0026	0,028
FK 69-3500	69	2000	28	360	0,0029	0,045
FK 69-5000	69	2000	28	360	0,0029	0,049

[ANEXO 13]

[Valores obtenidos del cálculo de corriente de operación mínima del parámetro de tensión de ajuste para los modelos PVD y SBD]

Tabla 29: Valores de corriente mínima de operación del parámetro de tensión para los modelos PVD y SBD

Subestación	Barra	Modelo del relé diferencial	Corriente mínima de operación(Asec)
Antimano	1 y 2	PVD11	0,2516
Arrecifes	3	PVD21	1,3905
Boulevard	1 y 2	PVD11	0,310
Boyacá	1 y 2	SBD11	0,8592
Coche	1	PVD21	0,972875
Coche	2	PVD11	0,3669
Convento	1 y 2	PVD21	1,889
Convento	3 y4	PVD11	0,669
Cota Mil	1 y 2	PVD11	0,1298
Cortada G	1	PVD21	0,4187

Subestación	Barra	Modelo del relé diferencial	Corriente mínima de operación(Asec)
Curupao	1 y 2	PVD11	0,239
Guaira	1	SBD11	0,52502
Guaira	2	PVD21	0,4909
Junko	1 y 2	PVD21	0,95
Junquito	1 y 2	PVD11	0.6426
Longa España	1 y 2	PVD21	0,589
Magallanes	1,2,3 y 4	PVD21	0,757
OAM	1 y 2	PVD21	1,2675
Papelón	1 y 2	PVD11	0.57068
Palo Verde	1 y 2	PVD11	0,25
Pedrera	1 y 2	PVD11	0,2348
San Antonio	1 y 2	PVD21	0,603
Tacagua	1 y 2	PVD21	0,96616
Tapias	1 y 2	PVD11	0,1524
Tarzilandia	1	PVD11	0,2575

Subestación	Barra	Modelo del relé diferencial	Corriente mínima de operación(Asec)
Tarzilandia	2	PVD21	0,4273

[ANEXO 14]

[Lenguaje de Programación en DigSilent (DPL)]

El lenguaje de programación DigSilent (DPL) es un módulo de programación el cual nos permite modelar cualquier fenómeno de forma sencilla por medio de subrutinas por medio de sintaxis tipo C++ el cual está orientado a objetos, su interfaz es esencialmente una caja negra que recibe parámetros de entrada de objetos externos y da como parámetros de salida un resultado, cabe mencionar que en la caja negra se encuentra todas subrutinas y base de datos que el programador implementa para llevar a cabo el modelado de un fenómeno determinado, en las figuras 74 y 75 se ilustra lo mencionado anteriormente.

Filosofía DPL

- DPL = objeto "Com" en un proyecto o caso de estudio
- Subrutinas anillables
- Sintaxis tipo C++
- Orientado a objetos
- Editor con remarcación (high-lighting) de sintaxis y ayuda sensitiva de contexto

Project

- + Grid
- Study Case
 - Summary Grid
 - DPL Command
 - SubA
 - SubA1
 - SubB
 - Graphics Board
- + Library
- + Changed Settings

1 Overview (DPL Concept) 5

Figura 74: Filosofía DPL

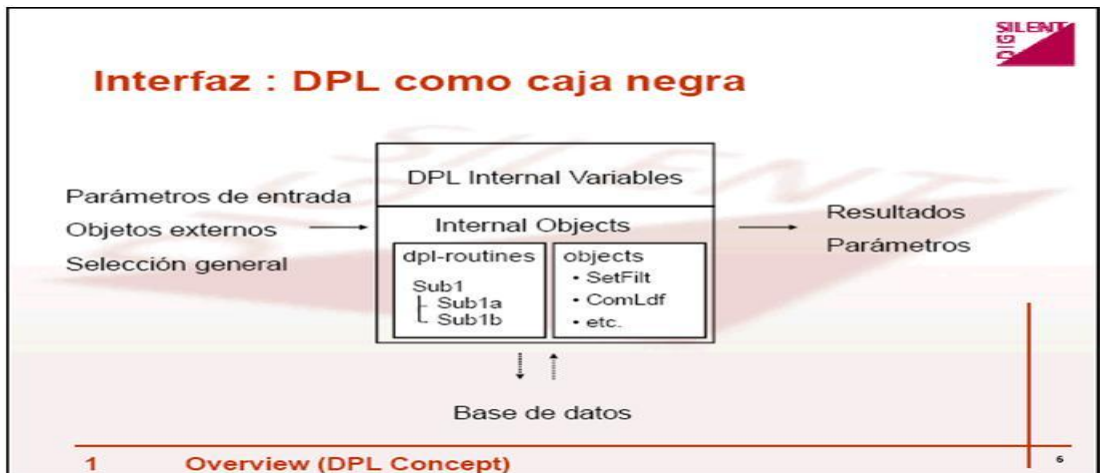


Figura 75: Interfaz en DPL

El lenguaje que se emplea en DPL es el C++, sin embargo para este modulo de programación se muestran en las figuras 76,77 y 78 la forma como escribir las variables de entrada, operadores y ciclos que conforman en programa

DPL Básico: Definición de variables

- Tipos de variables:
 - ◆ int : 1 2 3 4 ...
 - ◆ double : 1.2345
 - ◆ string : 'Hello world'
 - ◆ object : Any database object
 - ◆ set : a set of objects
- Definición de variables:


```
double x,y,z;
int i,j;
object o1,o2;
set s1,s2,s3;
string nm1, nm2;
```

2 Syntax (Variables) 14

Figura 76: Definición de variables en DPL




Expresiones

- **Asignación:**
`x1 = x2 * y2;`
- **Operadores :**
Operators: +-*/
Functions: sin(x), cos(x), tan(x), asin(x), acos(x), atan(x), sinh(x), cosh(x), tanh(x), exp(x), ln(x), log(x), abs(x), min(x,y), max(x,y), sqrt(x), trunc(x), frac(x), round(x), sqr(x), pow(x,y), modulo(x,y), ceil(x), floor(x)
- **Ejemplo**
`double P,Q,S,phi;
...
P = S * cos(phi); Q = S * sin(phi);
...
phi = atan(P/Q); Q = sqrt(sqr(S)-sqr(P));`

2 **Syntax (Expressions)** 15

Figura 77: Sintaxis de las operaciones en DPL



Control del flujo de ejecución

- `if (...) { ... } ; if (...) { ... } else { ... }`
- `for (start ; stop ; inc) { ... }`
- `do { ... } while ()`
- `while () do { ... }`
- **Boolean expressions :** .and. .or. .nand. .nor. .eor.
- **example:**
`if (a<3) b = a*2; else b = a/2;
for(a=1; a<10; a=a+1) { printf('%f',a); }
while (sin(a)>= b*c) {
a = 0:dline; c = c + delta;
}`

2 **Syntax (Program Flow)** 16

Figura 78: Ciclo o flujo en DPL

