

**INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL**

**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA**

**SECCION DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN**

**DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA**

**COMPORTAMIENTO DE LA PROTECCIÓN DE  
DISTANCIA EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EQUIPADAS  
CON TCSC.**

**TESIS**

**QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:**

**MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERIA ELECTRICA**

**PRESENTA:**

**MAURICIO ESCALONA REYES**



**MÉXICO, D. F., JULIO 2011**





**INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL  
SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO**

*ACTA DE REVISIÓN DE TESIS*

En la Ciudad de       MEXICO       siendo las       11:00       horas del día       23       del mes de       JUNIO       del       2011       se reunieron los miembros de la Comisión Revisora de la Tesis, designada por el Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de la:       E. S. I. M. E. ZAC.       para examinar la tesis titulada:

**“COMPORTAMIENTO DE LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA EN LINEAS DE TRANSMISIÓN EQUIPADAS CON TCSC”**

Presentada por el alumno:

<b>ESCALONA</b> Apellido paterno	<b>REYES</b> Apellido materno	<b>MAURICIO</b> Nombre(s)
		Con registro: <b>A 0 9 0 4 8 6</b>

aspirante de:

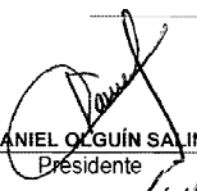
**MAESTRÍA EN CIENCIAS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

Después de intercambiar opiniones, los miembros de la Comisión manifestaron **APROBAR LA TESIS**, en virtud de que satisface los requisitos señalados por las disposiciones reglamentarias vigentes.


**LA COMISIÓN REVISORA**


Director(a) de tesis

  
DR. GERMAN ROSAS ORTIZ

  
DR. DANIEL OLGUÍN SALINAS  
Presidente

  
DR. JAIME JOSÉ RODRÍGUEZ RIVAS  
Secretario

  
DR. RICARDO OCTAVIO ARTURO MOTA PALOMINO  
Segundo vocal

  
DR. DAVID SEBASTIÁN BALTAZAR  
Tercer vocal

PRESIDENTE DEL COLEGIO DE PROFESORES

  
DR. JAIME ROBLES GARCÍA







# INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

SECRETARIA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO.

## *CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS*

En la ciudad de México D. F., el día 23 del mes de Junio del año 2011, la que suscribe Mauricio Escalona Reyes, alumno del Programa de Maestría en Ciencias en Ingeniería Eléctrica con número de registro A090486, adscrito a la sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME-Zacatenco del IPN, manifiesta que el autor (a) intelectual del presente trabajo de Tesis bajo la dirección del Dr. Germán Rosas Ortiz y cede los derechos del trabajo titulado Comportamiento de la protección de distancia en líneas de transmisión equipadas con TCSC, al Instituto Politécnico Nacional para su difusión, con fines académicos y de investigación.

Los usuarios de la información no deben reproducir el contenido textual, gráficas o datos del trabajo sin el permiso expreso del autor y/o director del trabajo. Este puede ser obtenido escribiendo a la siguiente dirección [escalonareyes@yahoo.com.mx](mailto:escalonareyes@yahoo.com.mx). Si el permiso se otorga, el usuario deberá dar el agradecimiento correspondiente y citar la fuente del mismo.

Mauricio Escalona Reyes.



## RESUMEN

La manera convencional de incrementar la capacidad de transmisión de un sistema de potencia es construir nuevas líneas de transmisión de energía eléctrica. Esta tarea ahora es prácticamente imposible de lograr debido principalmente a las dificultades de conseguir nuevos derechos de vía los cuales se limitan por razones tanto económicas como ecológicas. Una forma alterna de incrementar la capacidad de transmisión de energía es empleando dispositivos FACTS (sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna) que permiten una compensación controlada de potencia reactiva.

En particular, la compensación serie controlada permite mejorar el transporte de energía eléctrica al reducir eléctricamente líneas de transmisión muy largas (reducir el ángulo de transmisión) mediante el uso de capacitores serie controlados por tiristores (TCSC por sus siglas en inglés). Los relevadores de distancia que tradicionalmente protegen de manera adecuada las líneas de transmisión aéreas contra fallas ahora pueden operar de forma inadecuada debido al comportamiento dinámico de un TCSC cuando este dispositivo se incluye en la línea de transmisión para compensarla. En el caso ideal, un principio de protección diferencial puede mejorar el desempeño de los relevadores, sin embargo esto no es siempre posible debido a limitaciones económicas o de disponibilidad del canal de comunicación adecuado para este esquema. Por estos motivos resulta adecuado estudiar este problema y proveer una solución factible para aminorar la cantidad de operaciones erróneas en los relevadores de distancia que operan en estas líneas de transmisión así compensadas.

Para resolver este problema, una línea con compensación serie controlada se simuló en un programa de transitorios electromagnéticos EMTDC. Esta línea incluye un modelo de TCSC y de relevadores de distancia. El TCSC se coloca a la mitad de la línea compensada y los relevadores se instalan en cada terminal de cada línea de transmisión del sistema por lo que se emplearon en total seis relevadores. Se simuló una gran cantidad de casos de falla y se almacenaron valores de impedancia de cada relevador en archivos de texto empleando una interfaz de Matlab desarrollada para ese propósito. Una vez guardados los datos de los casos de fallas (las impedancias vistas por cada relevador del sistema), estos se analizaron en una hoja de cálculo de Excel en la cual se implementó la lógica principal del relevador de distancia para poder obtener la cantidad total de operaciones correctas e incorrectas de cada uno de los relevadores del sistema.

Los casos de operaciones incorrectas de los relevadores son clasificados de acuerdo a su grado de severidad en el sistema. Con los problemas ya identificados se propone una metodología para reducir el número total de operaciones incorrectas de los relevadores. La metodología propuesta basada en un esquema de protección con canal de comunicación usa la comparación direccional para mandar una señal de desbloqueo (DCUB). Zonas de protección cuadrilaterales con alcance extendido en la parte resistiva son empleadas en lugar de la característica *mho* tradicional. Con el esquema así propuesto y de acuerdo a los resultados se redujo drásticamente el número de operaciones incorrectas de las protecciones de distancia en el sistema de potencia con TCSC.





## ABSTRACT

The conventional way to increase the transmission capacity of a power system is to build new transmission lines of electricity. This task is now virtually impossible to achieve mainly due to the difficulties of obtaining new rights of way which are limited by both economic and ecological reasons. An alternative way to increase power transmission capacity is using FACTS (flexible AC transmission systems) that allow controlled reactive power compensation.

In particular, controlled series compensation improves the transmission line capacity by electrically reducing very long transmission lines (i.e. reducing transmission angle) by means of thyristor-controlled series capacitors (TCSC). Distance relays which commonly protect in an adequate way overhead transmission lines, now are affected by the new dynamic introduced by TCSC when this device is installed in transmission line for compensation purposes. Under ideal conditions, a differential protection scheme could be the better way to reduce the incorrect operation of relays, however, sometimes this is not possible to implement due to economic reasons or due to the unavailability of the appropriate communication channel. Due to this, the study of this problem is necessary such that a methodology can be proposed to improve the performance of distance relays when operating in this compensated transmission line.

In order to solve this problem a controlled series compensated transmission line is simulated in an electromagnetic transients program EMTDC. This line includes a TCSC and distance relay models. The TCSC is placed in the middle of one line while the distance relays are installed in every line end to achieve a total of six relays in the test power system. A large number of fault cases were simulated and the resulting impedance values measured at each relay were recorded in text files through the use of a Matlab interface. Once all data representing impedance of relays from fault scenarios is recorded this data is analyzed in an Excel spreadsheet in which the main logic of distance relays is implemented. In this way, the total number of correct and incorrect relay operations was obtained.

The simulation cases where incorrect operations occurred were classified according to the severity degree in the power system. Thus once the problems are classified, a methodology is proposed to reduce number of incorrect operations. The proposed methodology is based on a channel communication protection scheme that uses directional comparison unblocking signals (DCUB). Quadrilateral characteristic with extended resistive reach is in distance relays instead of conventional *mho* shape. By using the proposed scheme and according to results, the total number of incorrect operations of distance relays is drastically reduced in the power system equipped with TCSC.



## **DEDICATORIA.**

Dedicado a mis padres, por su apoyo incondicional, por comprenderme y ser un claro ejemplo de superación para lograr mis metas.

A mis queridos hermanos Mario, Sara, Matilde, Julia, María y Lucía de quien estoy muy orgulloso.

A mis abuelos Alfonso, Petra, Lázaro y Encarnación.



## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco a Dios por permitirme lograr una más de mis metas.

El más sincero agradecimiento al director de Tesis Dr. Germán Rosas Ortiz, por su apoyo, confianza, consejos y enseñanzas, que tuvieron como resultado este presente trabajo.

Agradezco los comentarios y sugerencias de la comisión revisora de este trabajo: Dr. Olgún Salinas, Dr. Germán Rosas Ortiz, Dr. Ricardo Octavio Arturo Mota Palomino, Dr. David Sebastián Baltazar y Dr. Jaime José Rodríguez Rivas.

A mis compañeros y amigos por su amistad y apoyo durante la realización de este trabajo: Uriel, Pedro, Martín, Iván, Roberto, Octavio y Gregorio.

A la SEPI ESIME-Zacatenco del Instituto Politécnico Nacional y el apoyo económico brindado por el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACyT) para la realización de este trabajo.



# CONTENIDO

	PÁGINA
RESUMEN.....	VI
ABSTRACT .....	VIII
DEDICATORIA.....	X
AGRADECIMIENTOS.....	XII
CONTENIDO.....	XIV
LISTA DE TABLAS:.....	XXV
GLOSARIO DE TERMINOS.....	XXVII
<b>CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>1</b>
1.1 Introducción.....	1
1.2 Objetivos.....	2
1.3 Justificación.....	2
1.4 Aportaciones.....	2
1.5 Limitaciones y alcances.....	3
1.6 Conceptos generales.....	4
1.7 Estado del Arte.....	7
1.8 Publicaciones derivadas de la tesis.....	10
1.9 Estructura de la Tesis.....	10
<b>CAPÍTULO 2 COMPENSACIÓN SERIE CONTROLADA POR TCSC.....</b>	<b>11</b>
2.1 Introducción.....	11
2.2 Capacitor Serie Controlado por Tiristor (TCSC).....	11
2.3 Ventajas de los TCSC.....	12
2.4 Diseño y protección de los TCSC.....	13
2.5 Principios básicos de operación de los TCSC.....	14
2.6 Modos de operación del TCSC.....	16
2.6.1. Modo tiristor puenteado.....	16
2.6.2. Modo tiristor bloqueado.....	17
2.6.3. Modo de tiristor que conduce parcialmente o de vernier.....	17

2.7	Características de capacidad de compensación.....	18
2.8	Introducción de componentes armónicos. ....	18
2.9	Respuesta del TCSC. ....	19
2.10	Tipos de control del TCSC. ....	20
2.10.1.	Control de lazo abierto. ....	20
2.10.2.	Control de lazo cerrado de corriente constante (CC). ....	20
2.10.3.	Control de lazo cerrado de Angulo-Constante (AC). ....	22
2.10.4.	Control de lazo cerrado de reactancia constante (RC). ....	24
<b>CAPÍTULO 3 PROTECCIÓN DE DISTANCIA.</b> .....		<b>27</b>
3.1	Introducción. ....	27
3.2	Zonas de ajuste del relevador de distancia.....	27
3.3	Tipos de relevadores de distancia. ....	29
3.4	Impedancias vistas por el relevador de distancia ante diferentes tipos de falla. ....	30
3.5	Problemas comunes de la protección de distancia. ....	39
3.6	Protección de distancia con canales de señalización. ....	44
3.6.1.	Clasificación de los esquemas de protección de distancia que usan canal de comunicación.....	47
3.6.1.1.	Técnica de bloqueo por comparación direccional (DCB). ....	47
3.6.1.2.	Técnica de desbloqueo por comparación direccional (DCUB). ....	50
3.7	Protección de distancia de líneas de transmisión con compensación serie fija. ....	51
3.7.1.	Reactancia de falla reducida.....	52
3.7.2.	Inversión de voltaje. ....	52
3.7.3.	Inversión de corriente.....	54
3.7.4.	Resistencia no lineal (Varistor) en la trayectoria de corto circuito. ....	56
3.7.5.	Equipo de protección propia de un capacitor fijo. ....	58
3.7.6.	Otros problemas que enfrenta la protección de distancia con compensación fija. ....	58
3.8	Protección de distancia de líneas de transmisión equipadas con TCSC. ....	58
3.8.1.	Efectos en la protección de distancia de líneas de transmisión con compensación serie controlada (TCSC). ....	59
3.8.2.	Modos del TCSC durante fallas. ....	60



3.8.3.	Efectos del punto de conexión del transformador de voltaje sobre la impedancia medida en el punto de protección para falla entre fases en presencia de TCSC. ....	64
--------	---	----

**CAPÍTULO 4 PRUEBAS DESARROLLADAS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS. .. 65**

4.1	Introducción.....	65
4.2	Descripción del sistema utilizado.....	66
4.3	Desarrollo del sistema de prueba en PSCAD.....	69
4.3.1	Línea de transmisión.....	69
4.3.2	Fuentes de voltaje.....	69
4.3.3	Relevadores.....	70
4.3.4	Bloque de TCSC.....	73
4.3.5	Cambio de modo vernier capacitivo a modo vernier inductivo.....	78
4.4	Creación de escenarios de falla.....	81
4.5	Ajustes principales en el programa PSCAD para obtener los resultados.....	83
4.6	Descripción de la hoja de cálculo realizada para analizar los efectos del TCSC en la protección de distancia.....	84
4.7	Análisis de resultados de los escenarios de falla.....	86
4.7.1	Análisis de las operaciones incorrectas de primer grado.....	90
4.7.1.1	Análisis de las operaciones incorrectas de primer grado de la configuración de sistema 1.....	90
4.7.1.1.1.	Análisis de las operaciones incorrectas del relevador 1.....	91
4.7.1.1.2.	Análisis de las operaciones incorrectas del relevador 3.....	92
4.7.1.1.3.	Análisis de las operaciones incorrectas del relevador 5.....	93
4.7.1.2	Análisis de las operaciones incorrectas de primer grado de la configuración de sistema 2.....	94
4.7.1.2.1.	Análisis de las operaciones incorrectas del relevador 1.....	95
4.7.1.2.2.	Análisis de las operaciones incorrectas del relevador 3.....	96
4.7.1.2.3.	Análisis de las operaciones incorrectas del relevador 5.....	97

4.8	Resumen de los principales efectos del TCSC en los relevadores de protección de distancia.....	98
-----	--	----

**CAPÍTULO 5 METODOLOGIA PARA REDUCIR LOS EFECTOS ADVERSOS DE LINEAS DE TRANSMISIÓN EQUIPADAS CON TCSC EN LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA..... 101**

5.1	Introducción.....	101
-----	-------------------	-----

5.2	Metodología para reducir los efectos adversos de líneas equipadas con TCSC en la protección de distancia. ....	101
-----	--	-----

5.3	Descripción de la metodología realizada en una hoja de cálculo de Excel. ....	102
-----	---	-----

5.4	Resultados obtenidos después de realizar la metodología.....	106
-----	--	-----

5.4.1	Resultados obtenidos para la configuración de sistema 1.....	106
-------	--	-----

5.4.2	Resultados obtenidos para la configuración de sistema 2.....	108
-------	--	-----

5.5	Operaciones incorrectas de primer grado que resultan después de implementar la metodología propuesta.....	108
-----	---	-----

5.5.1	Operaciones incorrectas de primer grado que resultan después de implementar la metodología propuesta para la configuración de sistema 1.....	109
-------	--	-----

5.5.1.1	Operaciones incorrectas de primer grado del relevador 1 para la configuración de sistema 1. ....	109
---------	--	-----

5.5.1.2	Operaciones incorrectas de primer grado del relevador 5 para la configuración de sistema 1. ....	112
---------	--	-----

5.5.2	Operaciones incorrectas de primer grado que resultan después de implementar la metodología propuesta para la configuración de sistema 2.....	114
-------	--	-----

5.5.2.1	Operaciones incorrectas de primer grado del relevador 1 para la configuración de sistema 2. ....	115
---------	--	-----

5.5.2.2	Operaciones incorrectas de primer grado del relevador 3 para la configuración de sistema 2. ....	116
---------	--	-----

**CAPÍTULO 6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES..... 119**

6.1	Conclusiones.....	119
-----	-------------------	-----

6.2	Recomendaciones para trabajos futuros. ....	120
-----	---	-----

REFERENCIAS .....	123
<b>Apéndice A Programa en Matlab que permite observar la impedancia del TCSC de acuerdo al ángulo de disparo <math>\alpha</math> de los tiristores. Y el punto de resonancia de un TCSC.</b> .....	127
<b>Apéndice B Fuentes de error del relevador de distancia en estado estacionario.</b> .....	129
B.1 Impedancia vista por el relevador de distancia. ....	129
B2 Análisis de error debido a resistencia de falla a tierra. ....	130
B3 Doble extremo de alimentación con una falla y no carga.....	131
B.4 Transferencia de potencia y oscilaciones de potencia. ....	134
B.5 Efecto de una oscilación de potencia sobre la medición de distancia para fallas. ....	135
<b>Apéndice C Compensación serie.</b> .....	139
<b>Apéndice D Operaciones incorrectas encontradas para los tipos de falla (F_BC, F_BCN, F_ABC).</b> .....	141
D 1. Operaciones incorrectas de la configuración de sistema 1. ....	141
D2. Operaciones incorrectas de la configuración de sistema 2. ....	146
<b>Apéndice E Ejemplo de graficas que muestran la impedancia medida por los relevadores de distancia del programa PSCAD.</b> .....	153

## LISTA DE FIGURAS:

Figura 1.1 Corriente Infeed [Alexander y Andrichak, 1998].	6
Figura 1.2 Corriente Outfeed [Alexander y Andrichak, 1998]	7
Figura 2.1 Modulo de un TCSC: (a) modulo básico y (b) modulo práctico. [Mathur y Varma, 2002].	13
Figura 2.2 Sistema de un TCSC típico [Mathur y Varma, 2002].	13
Figura 2.3 Inductor variable conectado en paralelo con un FC [Mathur y Varma, 2002].	15
Figura 2.4 Diferentes modos de operación de un TCSC: (a) Modo tiristor-punteado; (b) Modo tiristor bloqueado;(c) Modo tiristor parcialmente conduciendo (vernier-capacitivo); (d) Modo tiristor parcialmente conduciendo (vernier- inductivo) [Mathur y Varma, 2002].	16
Figura 2.5 Armónicos de voltaje dominantes generados por el TCSC en una relación $X_L/X_C$ de 0.133 [Hingorani y Gyugy, 2000].	19
Figura 2.6 Controlador impedancia constante de un TCSC [Mathur y Varma, 2002].	20
Figura 2.7 Modelo de controlador de corriente constante (CC) de un TCSC [Mathur y Varma, 2002].	21
Figura 2.8 Característica de control de TCSC: (a) Control CC y (b) Control CA [Mathur y Varma, 2002].	22
Figura 2.9 Diagrama de bloques de un controlador CC o AC [Mathur y Varma, 2002].	23
Figura 2.10 Diagrama de bloques del regulador [Mathur y Varma, 2002].	23
Figura 2.11 Estructura de un TCSC (en el modo capacitivo).	24
Figura 2.12 Estructura de un TCSC (en el modo inductivo).	25
Figura 3.1 Zonas de protección: (a) Distancia-tiempo, (b) Diagrama R-X [Blackburn, 1998].	28
Figura 3.2 Tipos de características de relevador de impedancia [Horowitz y Phadke, 2008].	29
Figura 3.3 Diagrama unifilar de un sistema trifásico [Sebastián y Rosas, 2008].	30
Figura 3.4 Conexión de las redes de secuencia para falla entre fases b y c [Sebastián y Rosas, 2008].	31

Figura 3.5 Conexión de las red de secuencia para falla de doble línea a tierra [Sebastián y Rosas, 2008].	34
Figura 3.6 Conexión de las redes de secuencia para una falla de fase a tierra [Sebastián y Rosas, 2008].	35
Figura 3.7 Red de secuencia positiva para una falla trifásica[Sebastián y Rosas, 2008].	38
Figura 3.8 Protección para muchas líneas e <i>infeed</i> en una barra remota[Blackburn, 1998].	41
Figura 3.9 Diagrama R-X con un capacitor serie [Horowitz y Phadke, 2008].	43
Figura 3. 10 Diagrama R-X con un reactor serie [Horowitz y Phadke, 2008].	44
Figura 3.11 Compensación de corriente en paralelo en un relevador [Horowitz y Phadke, 2008].	44
Figura 3.12 Protección de distancia planeada por zonas de tiempo: disparo rápido y retardado [Ziegler, 2006].	45
Figura 3.13 Protección de distancia usando comunicación [Ziegler, 2006].	46
Figura 3.14 Procedimiento de bloqueo clásico con característica <i>mho</i> [Ziegler, 2006].	49
Figura 3.15 Protección de distancia en un esquema de bloqueo con característica cuadrilateral [Ziegler, 2006].	49
Figura 3.16 Protección de distancia en un esquema de desbloqueo [Ziegler, 2006].	50
Figura 3.17 Capacitor-serie con circuito de protección (solamente muestra funciones básicas) [Ziegler, 2006].	52
Figura 3.18 Corto circuito en una línea con compensación serie: inversión del voltaje medido ( $V_m$ ) en el relevador [Ziegler, 2006].	53
Figura 3.19 Línea compensada serie, protección de distancia con cuadrilateral y <i>mho</i> con memoria para direccionalidad [Ziegler, 2006].	54
Figura 3.20 Corto-circuito en una línea con compensación serie, inversión de fase de la corriente de corto circuito [Ziegler, 2006].	55
Figura 3.21 Capacitor serie con MOV (Varistor Oxido Metal) [Ziegler, 2006].	57
Figura 3.22 Línea equipada con TCSC teniendo una falla en el punto f [Qing y otros, 2005].	60

Figura 3.23 Sistema de potencia sencillo compuesto por TCSC [Sidhu y Khederzadeh, 2005].	60
Figura 3.24 Impedancia vista por R1 debido a los modos de protección del TCSC para una falla en F1 [Sidhu y Khederzadeh, 2005].	63
Figura 4.1 Sistema de potencia utilizado para observar los efectos de líneas de transmisión equipadas con TCSC en la protección de distancia.	66
Figura 4.2 Reactancia equivalente del TCSC como función de los ángulos de disparo.	68
Figura 4.3 Configuración de la torre de las líneas.	69
Figura 4.4 Componente de fuente de voltaje.	70
Figura 4.5 Modulo de relevador.	70
Figura 4.6 Construcción del filtro <i>mimic</i> .	71
Figura 4.7 Módulos de filtro de Transformada Rápida de Fourier.	72
Figura 4.8 Modulo de cálculo de impedancia.	72
Figura 4.9 Construcción de modulo de cálculo de impedancia de fase a tierra.	73
Figura 4.10 Fase “A” del TCSC.	73
Figura 4.11 Bloque de control del modo capacitivo.	75
Figura 4.12 Bloque de control del modo Inductivo.	77
Figura 4.13 Bloque de generador de pulsos.	78
Figura 4.14 Construcción del elemento de generador de pulsos.	78
Figura 4.15 Localización del TCSC	79
Figura 4.16 Característica <i>mho</i> del relevador que permite el cambio de modo capacitivo a inductivo del TCSC.	80
Figura 4.17 Bloque de relevador que permite el cambio operación de modo capacitivo a inductivo.	80
Figura 4.18 Bloque que permite a los interruptores de cada fase del TCSC abran o cierren para cambiar de modo de operación capacitivo a inductivo.	81
Figura 4.19 Bloques en PSCAD para interfaz con matlab para almacenar los datos de los distintos escenarios de falla.	84

Figura 4.20 Operaciones incorrectas del relevador 1 para fallas de fase a tierra (F_AN), de la configuración de sistema 1. ....	91
Figura 4.21 Operaciones incorrectas del relevador 3 para fallas de fase a tierra (F_AN), de la configuración de sistema 1. ....	92
Figura 4.22 Operaciones incorrectas del relevador 5 para fallas de fase a tierra (F_AN), de la configuración de sistema 1. ....	93
Figura 4.23 Operaciones incorrectas del relevador 1 para fallas de fase a tierra (F_AN), de la configuración de sistema 2. ....	95
Figura 4. 24 Operaciones incorrectas del relevador 3 para fallas fase a tierra (F_AN), de la configuración de sistema 2. ....	96
Figura 4.25 Operaciones incorrectas del relevador 5 para fallas de fase a fase (F_BC), de la configuración de sistema 2. ....	151
Figura 5.1 Esquema DCUB utilizado. ....	106
Figura 5.2 Operaciones incorrectas del relevador 1 para fallas de fase a fase (F_AN), de la configuración de sistema 1(con la metodología propuesta). ....	109
Figura 5.3 Operaciones incorrectas del relevador 1 para fallas de fase a fase (F_BC), de la configuración de sistema 1(con la metodología propuesta). ....	110
Figura 5.4 Operaciones incorrectas del relevador 1 para fallas de fase a fase (F_BCN), de la configuración de sistema 1(con la metodología propuesta). ....	110
Figura 5.5 Operaciones incorrectas del relevador 1 para fallas de fase a fase (F_ABCN), de la configuración de sistema 1(con la metodología propuesta). ....	111
Figura 5.6 Operaciones incorrectas del relevador 5 para fallas de fase a fase (F_AN), de la configuración de sistema 1(con la metodología propuesta). ....	112
Figura 5.7 Operaciones incorrectas del relevador 5 para fallas de fase a fase (F_BC), de la configuración de sistema 1(con la metodología propuesta). ....	112
Figura 5.8 Operaciones incorrectas del relevador 5 para fallas de fase a fase (F_BCN), de la configuración de sistema 1(con la metodología propuesta). ....	113
Figura 5.9 Operaciones incorrectas del relevador 5 para fallas de fase a fase (F_ABCN), de la configuración de sistema 1(con la metodología propuesta). ....	113
Figura 5.10 Operaciones incorrectas del relevador 1 para fallas de fase a fase (F_AN), de la configuración de sistema 2(con la metodología propuesta). ....	115

Figura 5.11 Operaciones incorrectas del relevador 3 para fallas de fase a fase (F_AN), de la configuración de sistema 2(con la metodología propuesta). .....	116
Figura 5.12 Operaciones incorrectas del relevador 3 para fallas de fase a fase (F_ABCN), de la configuración de sistema 2(con la metodología propuesta).....	116
Figura B.1 Circuito simplificado para carga y falla [Warrington, 1977]. .....	129
Figura B.2 Doble extremo de alimentación a través de la resistencia de falla [Warrington, 1977].....	130
Figura B.3 Componente imaginaria y real de k [Warrington, 1977].....	132
Figura B.4 Componente imagina y real de k con relación de impedancias de fuentes [Warrington, 1977]. .....	133
Figura B.5 Diagrama de vector e impedancia vista por relevadores durante oscilación de potencia de acuerdo al circuito B.5a [Warrington, 1977].....	135
Figura B.6 Efecto de una carga fija y resistencia de falla variante. Carga medida en B [Warrington, 1977]. .....	136
Figura B.7 Efecto de una resistencia de falla fija y una carga variante [Warrington, 1977]. .....	136
Figura B.10 Efecto de la resistencia de falla durante transferencia de carga [Warrington, 1977].....	137
Figura C.1 (a) Compensación capacitiva serie con un sistema de potencia de dos máquinas, (b) diagrama fasorial correspondiente, (c) características de potencia real y potencia reactiva de capacitor serie respecto al ángulo [Hingorani y Gyugyi, 2000].....	140
Figura D.1 Operaciones incorrectas del relevador 1 para fallas de fase a fase (F_BC), de la configuración de sistema 1. ....	141
Figura D.2 Operaciones incorrectas del relevador 1 para fallas de doble fase a tierra (F_BCN), de la configuración de sistema 1. ....	142
Figura D.3 Operaciones incorrectas del relevador 1 para fallas trifásicas (F_ABCN), de la configuración de sistema 1. ....	142
Figura D.4 Operaciones incorrectas del relevador 3 para fallas de fase a fase (F_BC), de la configuración de sistema 1. ....	143
Figura D.5 Operaciones incorrectas del relevador 3 para fallas de doble fase a tierra (F_BCN), de la configuración de sistema 1. ....	143



Figura D. 6 Operaciones incorrectas del relevador 3 para fallas trifásicas (F_ABCN), de la configuración de sistema 1. ....	144
Figura D.7 Operaciones incorrectas del relevador 5 para fallas de fase a fase (F_BC), de la configuración de sistema 1. ....	144
Figura D.8 Operaciones incorrectas del relevador 5 para fallas de doble fase a tierra (F_BCN), de la configuración de sistema 1. ....	145
Figura D.9 Operaciones incorrectas del relevador 5 para fallas trifásicas (F_ABCN), de la configuración de sistema 1. ....	145
Figura D. 10 Operaciones incorrectas del relevador 1 para fallas de fase a fase (F_BC), de la configuración de sistema 2. ....	146
Figura D.11 Operaciones incorrectas del relevador 1 para fallas de doble fase a tierra (F_BCN), de la configuración de sistema 2. ....	147
Figura D.12 Operaciones incorrectas del relevador 1 para fallas trifásicas (F_ABCN), de la configuración de sistema 2. ....	148
Figura D.13 Operaciones incorrectas del relevador 3 para fallas de fase a fase (F_BC), de la configuración de sistema 2. ....	148
Figura D.14 Operaciones incorrectas del relevador 3 para fallas de doble fase a tierra (F_BCN), de la configuración de sistema 2. ....	149
Figura D.15 Operaciones incorrectas del relevador 3 para fallas trifásicas (F_ABCN), de la configuración de sistema 2. ....	149
Figura D.16 Operaciones incorrectas del relevador 5 para fallas de doble fase a tierra (F_BCN), de la configuración de sistema 2. ....	150
Figura D.17 Operaciones incorrectas del relevador 5 para fallas trifásicas (F_ABCN), de la configuración de sistema 2. ....	150
Figura E.1 Impedancia vista por el relevador 1, falla A-N localizada a 25% de la línea protegida (configuración de sistema 1). ....	153
Figura E.2 Impedancia vista por el relevador 1, falla A-N localizada a 75% de la línea protegida (configuración de sistema 1). ....	154

## LISTA DE TABLAS:

Tabla 4.1 Escenarios de falla.....	82
Tabla 4.2 Operaciones incorrectas de tercer grado (selección de fase) para la configuración de sistema 1. ....	87
Tabla 4.3 Operaciones incorrectas de tercer grado (selección de fase) para la configuración de sistema 2. ....	87
Tabla 4.4 Operaciones incorrectas de segundo grado de los relevadores (subalcance) para configuración de sistema 1. ....	88
Tabla 4.5 Operaciones incorrectas de segundo grado de los relevadores (sobrealcance) para la configuración de sistema 1. ....	88
Tabla 4.6 Operaciones incorrectas de segundo grado de los relevadores (subalcance) para la configuración de sistema 2. ....	88
Tabla 4.7 Operaciones incorrectas de segundo grado de los relevadores (sobrealcance) para la configuración de sistema 2. ....	88
Tabla 4.8 Operaciones incorrectas de primer grado de los relevadores (no opero cuando debía operar) para la configuración de sistema 1. ....	89
Tabla 4.9 Operaciones incorrectas de primer grado de los relevadores (opero cuando no debía operar) para la configuración de sistema 1. ....	89
Tabla 4.10 Operaciones incorrectas de primer grado de los relevadores (no opero cuando debía operar) para la configuración de sistema 2. ....	89
Tabla 4.11 Operaciones incorrectas de primer grado de los relevadores (opero cuando no debía operar) para la configuración de sistema 2. ....	89
Tabla 4.12 Identificadores para los distintos escenarios de falla .....	90
Tabla 4.13 Principales efectos encontrados en la configuración de sistema 1 y 2. ....	99
Tabla 5.1 Operaciones incorrectas de segundo grado después de aplicarle la metodología propuesta (subalcance). Configuración de sistema 1.....	107
Tabla 5.2 Operaciones incorrectas de primer grado después de aplicarle la metodología propuesta (NO “no opero cuando debía operar). Configuración de sistema 1. ....	107
Tabla 5.3 Operaciones incorrectas de segundo grado después de aplicarle la metodología propuesta (subalcance). Configuración de sistema 2.....	108

Tabla 5. 4 Operaciones incorrectas de primer grado después de aplicarle la metodología propuesta (NO “no opero cuando debía operar). Configuración de sistema 2. .... 108

## **GLOSARIO DE TERMINOS.**

A: Unidad de corriente eléctrica- Amperes

AB: Unidad de fase a fase AB del relevador.

ABS: Valor absoluto.

AN: Unidad de fase a tierra AN del relevador.

ANG A: Ángulo de la fase A.

AORD\_A: valor del ángulo en radianes de la Fase A.

B\_TCSC A: Interruptor del TCSC de la fase A.

B\_TCSC B: Interruptor del TCSC de la fase B.

B\_TCSC C: Interruptor del TCSC de la fase C.

B7: relevador de distancia para el TCSC.

BC: Unidad de fase a fase BC del relevador.

BN: Unidad de fase a tierra BN del relevador.

C1= Conductor 1 de la línea.

C2= Conductor 2 de la línea.

C2= Conductor 2 de la línea.

CA: Corriente Alterna.

CA: Unidad de fase a fase CA del relevador.

CB: Circuito Interruptor del Capacitor

CD: Corriente Directa.

CFE: Comisión Federal de Electricidad.

CN: Unidad de fase a tierra CN del relevador.

Da: señal que en el relevador del TCSC indica que la fase A del TCSC debe cambiar de modo de operación capacitivo a inductivo.

Db: señal que en el relevador del TCSC indica que la fase B del TCSC debe cambiar de modo de operación capacitivo a inductivo.

Dbc: señal que en el relevador del TCSC indica que las fases B y C del TCSC debe cambiar de modo de operación capacitivo a inductivo.

Dc: señal que en el relevador del TCSC indica que la fase C del TCSC debe cambiar de modo de operación capacitivo a inductivo.

DCUB: Desbloqueo por Comparación Direccional.

EHV: Extra alta Tensión.

F\_ABCN: Falla trifásica.

F\_AN: Falla monofásica (Falla de fase A a tierra).

F\_BC: Falla de fase a fase (Falla en la fase B y C).

F\_BCN: Falla de doble fase a tierra (falla de fase B y C a tierra).

FACTS: Sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna.

fem: fuerza electromotriz.

FC: Capacitor Fijo

FFT: Transformada Rápida de Fourier

FPA1: Pulsos para el tiristor 1 de la fase A.

FPA2: Pulsos para el tiristor 2 de la fase A.

GTO: Tiristores disparados por compuerta.

GW: Giga Watts.

H: Unidad de inductancia-Henrys.

HV: Alta tensión.

Hz: Unidad de frecuencia-Hertz.

$i_{l1}$ : voltaje o corriente que entra al filtro *mimic*.

$I_c$ : Corriente nominal de la línea donde se encuentra el TCSC en rms.

IM. PRODUCT: Producto de números imaginarios.

K: constante usada para el método de eliminación de corriente directa (filtro *mimic*).

$K_c$ : grado de compensación capacitiva.

*KM*: Magnitud del factor de compensación.

*Km*= Kilómetros

*KP*: Fasor del factor de compensación.

*KVA*: Kilo volt ampere.

*LC*: Capacitancia-Inductancia

*LF1*: Falla localizada al 50% de la línea II.

*LF2*: Falla localizada al 100% de la línea II (barra de Estación A).

*LF3*: Falla localizada al 25 % de la línea I.

*LF4*: Falla localizada al 75% de la línea I.

*LF5*: Falla localizada al 100% de la línea I (barra de la estación B).

*LF6*: Falla localizada al 50% de la línea III.

*L<sub>s</sub>* Inductancia del TCSC

*M*: Magnitud.

*m*: metros.

*mhos*: Unidad de conductancia.

*MOV*: Varistor Oxido Metal.

*MVAR*: Mega Volts Amper Reactivos

*O*: Compuerta lógica "O"

°: Grados.

*o1r*: voltaje o corriente a la salida del filtro *mimic*.

*Ph*: Ángulo de fase.

*PI*: Proporcional-Integral

*PL*: Nivel de protección del MOV.

*PLC*: Portadora de la Línea de potencia.

*PLL*: Bloque de lazo de fase.

PSCAD/EMTDC: Power Systems Computer Aided Design/ Electro-Magnetics Transients for Direct Current.

R: Resistencia de la línea.

R1: Relevador de distancia 1.

R2: Relevador de distancia 2.

R3: Relevador de distancia 3.

R4: Relevador de distancia 4.

R5: Relevador de distancia 5.

R6: Relevador de distancia 6.

rms: Valor eficaz o medio cuadrático

SC: Capacitor Serie.

SIR: Relación de impedancia de fuente.

SVC: Compensador de Vars Estático.

*TAU*: numero de muestras de la constante de tiempo por ciclos.

TCR: Reactor controlado por tiristor.

TCSC: Capacitor Serie Controlado por Tiristor.

TP: transformador de voltaje.

TSR: Reactor Interrumpido por Tiristor.

TSR: reactor interrumpido por tiristor.

V: Unidad de voltaje- Volts

VF: frecuencia de Voz

*V<sub>pl</sub>*: Nivel de voltaje de protección del MOV.

X: reactancia de la línea.

*X<sub>ref</sub>*: reactancia de referencia.

*X<sub>C</sub>*: Reactancia capacitiva del TCSC

*X<sub>L</sub>*: Reactancia inductiva del TCSC

$X_{TCSC}$ : Reactancia del TCSC.

Y: Compuerta lógica “Y”

$Z_{sA}$ : Impedancia de la fuente 1.

$Z_{sB}$ : Impedancia de la fuente 2.

$Z_{sC}$ : Impedancia de la fuente 3.

$Z_{sD}$ : Impedancia de la fuente 4.

$\alpha$ : Ángulo de disparo del TCSC.

$\alpha_{res}$ : Ángulo de disparo del tiristor en donde se tiene el punto de resonancia.

$\Omega$ : Unidad de resistencia *-ohm*

$\omega_r$ : Frecuencia angular del TCSC.

$\mu F$ : Unidad de capacitancia- microfarads





# CAPÍTULO 1

## INTRODUCCIÓN.

### 1.1 Introducción.

En las últimas décadas, la demanda de energía eléctrica de nuestra sociedad actual va en aumento. Este hecho junto con la desregularización de la industria eléctrica ha motivado grandes cambios en la forma de transportar la energía de los centros de generación a los consumidores. Los sistemas de transmisión de energía eléctrica y en especial las líneas aéreas de transmisión están siendo ahora presionados a operar a sus límites de capacidad térmica y de estabilidad.

La manera convencional de incrementar la capacidad de transmisión de un sistema es construir nuevas líneas de transmisión de energía eléctrica. Esta metodología es ahora prácticamente imposible de seguir debido principalmente a las dificultades de conseguir nuevos derechos de vía los cuales se limitan por razones tanto económicas como ecológicas.

Debido a lo anteriormente expuesto, resulta lógico invertir en formas de transporte de energía que sean más eficientes y económicas y que empleen las líneas de transmisión eléctrica ya existentes sin comprometer con esto la calidad y continuidad de la energía eléctrica que se suministra. Una forma de lograr esto es empleando dispositivos de compensación de potencia reactiva en las líneas de transmisión de energía. Estos dispositivos que ya son más ampliamente usados han mostrado su efectividad al mejorar la eficiencia en el transporte de la energía eléctrica. En particular, la compensación serie controlada permite mejorar la transmisión de energía eléctrica al reducir eléctricamente líneas de transmisión muy largas (reducir el ángulo de transmisión) mediante el uso de capacitores serie controlados por tiristores (TCSC por sus siglas en inglés). Normalmente las líneas aéreas de transmisión de energía eléctrica son protegidas de forma adecuada por relevadores de distancia. Sin embargo con el uso de TCSC, la protección de líneas de transmisión se vuelve un problema más complejo bajo condiciones de falla.

Debido a lo anterior, el presente trabajo de investigación propone estudiar, identificar y reducir los efectos negativos desde el punto de vista de protecciones que ocurren en las líneas aéreas de transmisión equipadas con compensación serie controlada y que pueden dar lugar a operaciones erróneas de los esquemas de protección de distancia.

En el pasado los sistemas eléctricos de potencia eran relativamente simples y diseñados para ser autónomos. Actualmente los sistemas de potencia constan de una gran cantidad de



interconexiones, no sólo entre compañías prestadoras de servicio eléctrico pertenecientes a un país, sino también entre sistemas de diferentes países; esto obedece principalmente a cuestiones de carácter económico y de seguridad en la operación del sistema [Coronado y otros, 2000].

Aunado a esto la industria eléctrica está experimentando cambios acelerados, entre los cuales se ubica la reforma estructural del mercado eléctrico internacional. Las nuevas estructuras requieren que la potencia eléctrica sea transportada a través de líneas de transmisión bien definidas; sin embargo, las redes convencionales de los sistemas de potencia no pueden prever las expectativas futuras de flexibilidad en el control de la potencia. En los últimos años la demanda en los sistemas de potencia ha aumentado y seguirá incrementándose, lo que conlleva a una serie de problemas como sobrecarga y subutilización del potencial de transmisión, cuellos de botella y oscilaciones de potencia. El costo de líneas de transmisión, así como las dificultades que se presentan para su construcción, su localización, derecho de vía, etc., a menudo limitan la capacidad de transmisión, lo cual ha motivado el desarrollo de nuevas tecnologías que permiten reducir estos inconvenientes.

## **1.2 Objetivos.**

El principal objetivo de este trabajo es identificar los efectos adversos que se presentan en la protección de distancia de líneas aéreas de transmisión equipadas con compensación serie controlada y desarrollar en caso de ser necesaria una metodología para reducir estos efectos.

## **1.3 Justificación.**

El uso de dispositivos de compensación serie controlada permite mejorar la capacidad de transmisión de energía eléctrica de las líneas aéreas. Estos dispositivos sin embargo, introducen efectos adversos (pérdida de direccionalidad, selección de fase fallada, sobrealcance y subalcance de zona) en los elementos de protección que dan lugar a operaciones erróneas de los esquemas de protección de distancia y que pueden poner en riesgo la confiabilidad y la seguridad del sistema de potencia. Resulta por lo tanto justificable desarrollar en este trabajo una metodología que mejore el desempeño de los esquemas de protección de distancia en líneas de transmisión equipadas con compensación serie controlada.

## **1.4 Aportaciones**

Las aportaciones más importantes de este trabajo son:

- Desarrollo de un modelo de TCSC en el software PSCAD versión V4.2. Este modelo incluye los controles necesarios para operar dinámicamente incluyendo la



lógica que permite que el TCSC en caso de falla pueda cambiar de modo de operación capacitivo a inductivo.

- Desarrollo de un modelo de relevador de distancia básico en software que incluye la fase de adquisición y procesamiento de señales, etapa de filtrado de componentes exponenciales de DC (desarrollo de un filtro *mimic*) y el cálculo de fasores de voltajes y corrientes. De igual forma se realizó el cálculo de impedancia y su graficado en el plano complejo en donde también se muestran las zonas de protección.
- Identificación de los efectos adversos que se presentan en la operación de la protección de distancia de líneas aéreas de transmisión equipadas con capacitores serie controlados por tiristores (TCSC).
- Desarrollo de una metodología para reducir los efectos adversos del TCSC en la protección de distancia, lo que permitirá un mejor desempeño de los esquemas de protección además de una mejora en el nivel de calidad y continuidad de la energía eléctrica que se suministra a los centros de consumo.

### 1.5 Limitaciones y alcances.

Este trabajo se limita a estudiar, identificar y reducir los efectos adversos (pérdida de direccionalidad, selección de fase fallada, sobrealcance y subalcance de zona) de la compensación serie controlada en líneas de transmisión para el caso de la protección de distancia únicamente.

La identificación de los problemas más comunes (pérdida de direccionalidad, selección de fase fallada, sobrealcance y subalcance de zona) encontrados debidos a la compensación serie controlada, aunque pueden generalizarse para diferentes sistemas de potencia, se limita en este trabajo al sistema de potencia de prueba empleado.

El modelo de TCSC desarrollado en este trabajo para la etapa de pruebas incluye los controles para modos de operación capacitivo e inductivo, sin embargo no incluye controles más avanzados tal como el empleado para remover oscilaciones de baja frecuencia del sistema.

La configuración de líneas de transmisión empleadas en este estudio se limita a líneas de un solo circuito.

El alcance del presente trabajo es usar un programa de transitorios electromagnéticos PSCAD para modelar la dinámica del sistema de potencia de prueba, el modelo del TCSC y la lógica básica de un relevador de distancia. Como complemento se desarrolla en una hoja de Excel modelos básicos de relevadores de distancia para analizar los resultados de los casos de prueba generados y para implementar la lógica de protección propuesta.



## 1.6 Conceptos generales.

La filosofía de los sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna (FACTS, por sus siglas en inglés), desarrollada a finales de los años 80, es utilizar dispositivos electrónicos basados en diodos, tiristores y GTO (tiristores de desactivación por compuerta) para modificar parámetros eléctricos y con ello controlar el flujo de potencia en una línea de transmisión. Estos dispositivos permiten utilizar las líneas de transmisión a puntos más cercanos de sus límites térmicos y mejorar el flujo de potencia. Los tiristores presentan ventajas sobre los dispositivos de conmutación mecánicos tales como la capacidad de conmutar mucho más rápido, además de poder utilizarse para redireccionar la potencia en una fracción de ciclo. Esta ventaja permite, por ejemplo, amortiguar oscilaciones de potencia, lo cual puede lograrse también con el empleo de controladores mecánicos. Sin embargo, los dispositivos de conmutación mecánicos tienen un ciclo de vida reducido y son más lentos, mientras que los controladores basados en tiristores pueden conmutar hasta dos veces cada ciclo prácticamente sin deterioro. Debido a la rapidez en su operación, estos dispositivos también pueden ser utilizados para apoyar en los problemas dinámicos del sistema [Ramírez y otros, 2000].

La protección es la rama de la ingeniería eléctrica de potencia relacionada con los principios de diseño y de operación de los equipos de protección (llamados “relevadores” o “relevadores de protección”) los cuales detectan condiciones anormales del sistema de potencia e inician acciones de corrección tan rápido como sea posible para regresar al sistema de potencia a un estado de operación normal [Horowitz y Phadke, 2008].

La función principal de los relevadores de protección es poner fuera de servicio algún elemento del sistema de potencia cuando éste sufre un corto circuito, o cuando opera de manera anormal y que podría causar daño o interferir con la operación efectiva del resto del sistema eléctrico. El equipo de protección es ayudado en esta tarea por circuitos interruptores que son capaces de desconectar la falla. Una función secundaria de los relevadores de protección es proveer indicación de la localización y tipo de falla.

Dentro de la protección existe la protección “primaria” y la protección “respaldo”. La protección primaria es la primera línea de defensa, mientras que la protección de respaldo funciona solamente cuando la protección primaria falla [Russell-Mason, 1967].

Como en otras partes de un sistema de potencia, los relevadores de protección deben ser evaluados con base en su contribución al mejor servicio posible al cliente desde el punto de vista económico. La contribución de los relevadores de protección es ayudar al resto del sistema de potencia a funcionar más eficiente y efectiva posible frente a un evento de falla en el sistema [Russell-Mason, 1967].

Cuando una falla ocurre, los relevadores de protección ayudan a reducir:

- a) El costo de reparar el daño.
- b) La probabilidad que el problema pueda expandirse e involucrar otros equipos el sistema de potencia.



- c) El tiempo que el equipo fallado está fuera de servicio.
- d) La pérdida en ingresos y la imagen de la empresa eléctrica mientras el equipo está fuera de servicio.

Los requisitos de los relevadores de protección son los siguientes:

*Confiabilidad.* La confiabilidad se define como la probabilidad de que la protección operara correctamente cuando está se requiera. Consiste de dos aspectos: 1) Dependabilidad, es la certeza de una operación correcta cuando ocurra una falla, 2) Seguridad, esta es la habilidad para evitar operaciones incorrectas durante una falla [Belín, 2000], [Sebastián, 2009].

*Selectividad.* La selectividad es una propiedad de seguridad de los relevadores, que consiste en que estos no operen para fallas para las cuales no fueron diseñados a operar, la cual es definida en términos de zonas de alcance de la protección de un sistema de potencia también conocidas como zonas de protección para las cuales un sistema de protección o relevador dado es responsable.

Las zonas de protección de un relevador o esquema de protección requieren que:

- Todos los elementos del sistema de potencia deben ser incluidos dentro de por lo menos una zona de protección.
- Las zonas de protección normalmente se traslapan para prevenir que algún elemento del sistema quede sin protección [Horowitz y Phadke, 2008].

*Velocidad.* El tercer requisito fundamental de los dispositivos de protección es la velocidad. La falla o régimen anormal debe eliminarse en el menor tiempo posible, para evitar o disminuir daños a los elementos o equipos en el sistema, previniendo posibles perturbaciones en otras partes del mismo. De esta manera, se evitan condiciones que involucren la operación de más protecciones, y por lo tanto, se evita la desconexión demás elementos en el sistema.

Por otro lado, dentro de la operación de sistemas eléctricos de potencia, el flujo de potencia sobre un sistema de transmisión es limitado por uno o más de los siguientes aspectos [IEEE y CIGRE FACTS, 1995]:

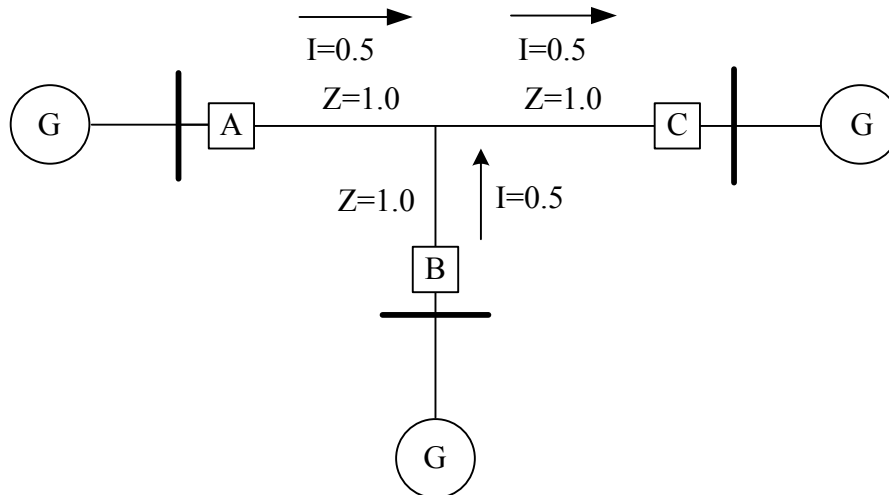
- Límite de estabilidad
- Lazos de flujo: causando carga indeseable de ciertas instalaciones de transmisión.
- Límites de Voltaje en todas las barras del sistema
- Límites térmicos de líneas o equipo terminal.

Por lo que para mejorar la operación de los sistemas de transmisión en términos de aumento de flujo de potencia considerando una mínima o nula afectación a los aspectos anteriores se han desarrollado los sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna o FACTS. Dentro de estos dispositivos, los que se conectan en serie son abordados en este trabajo.



*Compensación serie.* Los capacitores serie son usados parcialmente para desplazar los efectos de la inductancia serie de la línea. La compensación serie tiene como resultado el mejoramiento de la máxima capacidad de transmisión de potencia de la línea. El efecto neto es un bajo ángulo de carga para un nivel dado de transmisión de potencia y, por lo tanto, un alto margen de estabilidad [Mathur y Varma, 2002].

*Impedancia aparente.* La impedancia “vista” por un relevador de distancia no es siempre la impedancia de línea real desde una terminal de relevador al punto de falla. Esto es debido a que la impedancia medida por relevador es basada en la caída de voltaje entre su localización y la falla y la corriente de falla en su localización. Así, la impedancia “vista” por el relevador dependerá en la contribución de la corriente desde la otra terminal. Considere el sistema mostrado en la Figura 1.1. Debido al *efecto infeed o corriente infeed* en la terminal B, el relevador en la terminal A verá una impedancia aparente de 3 ohms, que es más grande que la impedancia real a la falla.

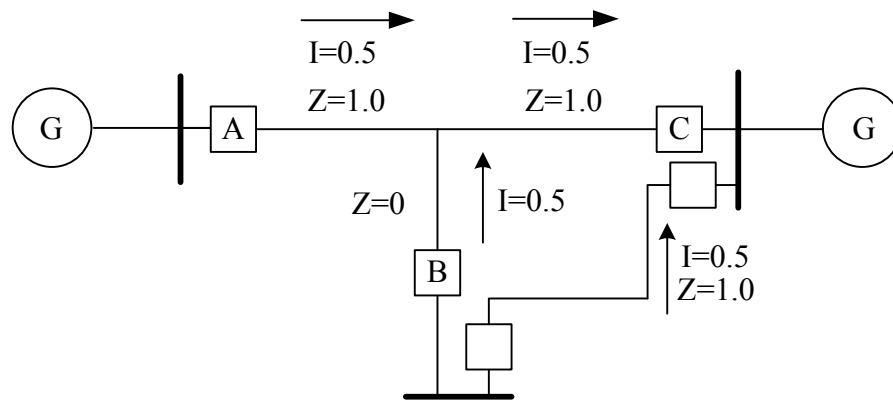


*Impedancia real desde el punto A a la falla= 2 Ω.*

$$\text{Impedancia aparente} = \frac{E}{I} = \frac{(1 \cdot 0.5) + (1 \cdot 1)}{0.5} = 3.0 \Omega$$

Figura 1.1 Corriente Infeed [Alexander y Andrichak, 1998].

El sistema mostrado en la Figura 1.2 muestra un *efecto outfeed o corriente outfeed* en la terminal B. En este caso, la impedancia aparente vista por el relevador en la terminal A para una falla en la terminal C es 1.5 ohms, que es menos que la impedancia real a la falla. Un problema adicional es también introducido por la corriente *outfeed* en la terminal B; puesto que la corriente fluye fuera de la línea en B, un relevador de distancia viendo hacia delante no verá esta falla interna, de hecho, si hay una unidad bloqueada en B, este puede “ver” la falla interna como una falla interna y así evitar disparos.



*Impedancia real desde el punto A a la falla* =  $2 \Omega$ .

$$\text{Impedancia aparente} = \frac{E}{I} = \frac{(1*1) + (1*0.5)}{1.0} = 1.5\Omega$$

Figura 1.2 Corriente Outfeed [Alexander y Andrichak, 1998]

Desde estos ejemplos simples se observa que la impedancia aparente medida por el relevador de distancia será afectada por las contribuciones de corrientes en varias terminales de línea. El ajuste de disparo directo de zona 1 sobrealcance permisivo deben ser calculados para proporcionar el funcionamiento deseado [Alexander y Andrichak, 1998].

Dos conceptos importantes dentro de los relevadores de distancia son el sobrealcance y subalcance de zona los cuales son relacionados a la impedancia aparente medida por el relevador:

*Sobrealcance*: es cuando los relevadores de distancia miden menos impedancia de la línea de la que en realidad deberían medir [Warrington, 1977].

*Subalcance*: es cuando los relevadores de distancia miden mayor impedancia de la línea de la que en realidad deberían medir [Warrington, 1977].

### 1.7 Estado del Arte.

En años recientes, la aplicación de dispositivos FACTS en sistemas de potencia ha incrementado para mejorar la capacidad operacional de líneas de transmisión. Este hecho ha permitido a las líneas de transmisión operar más cerca de sus límites térmicos y de estabilidad. Desde el punto de vista económico, este hecho representa una ventaja evidente, pero para el ingeniero de protecciones esta situación crea una gran cantidad de problemas a los relevadores y esquemas de protección por lo que esta problemática merece ser



estudiada. En este contexto, el relevador de distancia es un dispositivo propenso a una mala operación en la medición de impedancia ya que esta es afectada por la presencia de dispositivos FACTS y sus estrategias operacionales que alteran severamente la impedancia aparente medida desde el punto donde se localiza la protección y por tanto pueden causar una operación incorrecta del relevador de distancia en la forma de sobrealcance y subalcance del punto de falla y las características de zonas de protección convencionales del relevador tales como *mho* y *cuadrilateral*, no son suficientes por si solas.

En el trabajo presentado en [Qing y otros, 2005] se discute la problemática del impacto de los dispositivos FACTS en la impedancia aparente medida en el punto de protección y se llegó a la conclusión de que tanto los parámetros de operación como la localización de estos dispositivos en la línea de transmisión entre otros efectos agregan un error a la medición de impedancia aparente.

En el trabajo presentado en [Jamali y Shateri, 2004] se discutió la problemática de la localización de los FACTS y se llegó a la conclusión de que los dispositivos FACTS de acuerdo a su localización, estos pueden aparecer o no dentro del lazo de falla.

Debido a que la compensación capacitiva serie fija fue introducida hace décadas para cancelar una parte de la impedancia de línea y por lo tanto incrementar la potencia transmisible. Subsecuentemente, dentro de los primeros FACTS, fue demostrado que la compensación serie variable es altamente efectiva en el control de flujo de potencia en la línea y para mejorar la estabilidad.

El control de la compensación serie de línea es parte de la tecnología FACTS y puede ser llevado a cabo por un TCSC (Capacitor Serie Controlado por Tiristor). El cual puede ser aplicado para alcanzar una utilización total de la transmisión controlando el flujo de potencia en la línea, prevenir lazos de flujo en la línea y, con el uso de controles rápidos, minimizar el efecto de disturbios en el sistema.

Así que el TCSC es considerado como un dispositivo dinámico y su respuesta transitoria se modifica basada en su propia estrategia de control de acuerdo al disturbio presente. Con esto se muestra que no solo el TCSC afecta la protección de la línea en donde se localiza, si no también afecta la protección de líneas adyacentes [Khederzadeh y Sidhu, 2006].

Algunos de los trabajos por mencionar en donde se analizan parte de los efectos del TCSC en la protección distancia son muy limitados en su análisis como en [Adamiak y Patterson, 1992] en donde el TCSC tiene un 10 % de ajuste de vernier antes de la falla, lo cual no nos permite analizar bien a detalle los efectos que tiene el TCSC en la protección de distancia ya que ese 10% de vernier nos indica que el TCSC está compensando solo el 10% de la línea, lo cual en la realidad es muy poco y al tener un mayor porcentaje de compensación es cuando los efectos del TCSC muestran mayor impacto. En [Girgis y otros 1998] para medir la impedancia de la línea a la falla se basaron en que el TCSC en una falla siempre pasa el modo puenteo (totalmente inductivo), lo cual no siempre es cierto ya que para que el TCSC pase al modo puenteo durante una falla, la magnitud de la corriente debe ser alta, y si la





corriente de falla no es tan alta, el TCSC solo pasará al modo bloqueo en donde el TCSC debe aportar la mínima cantidad de reactancia capacitiva.

Los efectos que provoca el TCSC en los relevadores de protección y localizadores de falla son debido al cambio rápido introducido por las acciones de control de TCSC y que se asocian con los parámetros primarios del sistema como impedancia de la línea y corrientes de carga. La reactancia y distancia aparente vista por el relevador son afectadas debido a la variación incierta del voltaje de compensación serie durante el periodo de falla.

En [Khederzadeh y Sidhu, 2006] se menciona que no solo durante la operación normal del TCSC la reactancia capacitiva no es fija y que esta depende del punto de operación y estrategia de control.

En [Kasemi y otros, 2007] se llegó a la conclusión de que con la presencia del TCSC la impedancia medida por el relevador de distancia indica una localización en la primera zona cuando en realidad la falla está en zona 2, por lo que se tiene un problema de *sobrealcance* de zona. Por lo que se dice que el relevador de distancia puede sobrealcanzar debido a que el TCSC permanece en modo capacitivo. También concluyeron que el sobrealcance no solo se da por que el TCSC permanece en modo capacitivo, sino también se puede dar debido a la combinación de ángulos de carga.

Por todo lo anterior para entender los efectos adversos del TCSC de líneas equipadas con TCSC en la protección de distancia se ha optado por utilizar programas de transitorios electromagnéticos (EMTP) los cuales nos permiten visualizar desde un sistema de potencia asumido tradicionalmente idealizado al sistema de potencia completo “real en el mundo” con componentes no lineales, impedancias desbalanceadas, y armónicos. Esta situación no permite ver todas las componentes de estado estacionario balanceadas y desbalanceadas en un sistema de varias fases y todo el espectro de frecuencias presentes en cualquier perturbación del sistema eléctrico. Una condición de falla es representada como una condición en estado estacionario operando en frecuencia fundamental con el corto circuito simulado aplicado al sistema. Las condiciones durante el periodo transitorio entre el estado estacionario de pre-falla, y estado estacionario de falla se desprecian. La suposición es que el diseño de los relevadores de protección puede soportar cualquier componente transitorio significativo en el periodo entre las dos condiciones de estado estacionario [Tutorial IEEE, 2001].

En [Sidhu y Khederzadeh, 2005] concluyeron que las acciones de control asociadas al TCSC introducen cambios rápidos que crean problemas en ciertos parámetros primarios del sistema tales como impedancia de línea y corrientes de carga, causando que la impedancia aparente vista por los relevadores de distancia sea vea afectada durante el periodo de falla y que los esquemas de protección asistida por comunicación que funcionan satisfactoriamente en líneas con capacitores fijos tengan problemas en líneas con TCSC. También concluyeron que los efectos en los relevadores de distancia no solo se dan en los relevadores de las líneas compensadas con TCSC, sino también en los relevadores de las líneas adyacentes. Para reducir este problema se proponen nuevos esquemas asistidos por comunicación. Los



esquemas propuestos usan la información disponible en la subestación para inhibir en lo posible un malfuncionamiento del relevador.

Considerando que los problemas son principalmente sobrealcance e integridad direccional en la protección de la línea principal y líneas adyacentes. Para la mitigación del problema proponen los siguientes esquemas:

- a) Bloqueo por comparación direccional (DCB).
- b) Disparo transferido de sobrealcance permisivo (POTT); y
- c) Desbloqueo de comparación direccional (DCUB).

Y llegaron a la conclusión de que los esquemas, que incorporan disparo directo, tal como disparo transferido directo (DTT), no pueden ser aplicados aquí, debido al disparo no condicionado de zona 1, por lo que el disparo con lógica de sobrealcance o integridad direccional podrían no ser evitados. Y mencionan que el esquema DCUB es el que mejor aplica en estos casos.

### **1.8 Publicaciones derivadas de la tesis.**

Mauricio Escalona Reyes, Germán Rosas Ortiz (2010). “*Estudio de los Efectos Adversos de Líneas de transmisión Equipadas con TCSC en la protección de distancia*”. XII congreso nacional de Ingeniería Electromecánica y de Sistemas del 08-12 Noviembre de 2010.

### **1.9 Estructura de la Tesis.**

- En el capítulo 1 se presenta la introducción, objetivos justificaciones, aportaciones conceptos generales, estado del arte y los alcances y limitaciones de la tesis.
- En el capítulo 2 se describen las características principales de los TCSC como sus ventajas, modos de operación y tipos de control.
- En el capítulo 3 se describe la protección de distancia de líneas de transmisión equipadas capacitores fijos y con TCSC.
- En el capítulo 4 se describe el sistema de prueba, los escenarios de falla a estudiar, análisis de las operaciones incorrectas de los relevadores.
- En el capítulo 5 se presenta la metodología para reducir esos efectos del TCSC en la protección de distancia, y los resultados después de implementar la metodología.
- En el capítulo 6 se presentan las conclusiones y recomendaciones.



## CAPÍTULO 2

### COMPENSACIÓN SERIE CONTROLADA POR TCSC.

#### 2.1 Introducción.

Los capacitores serie son usados parcialmente para desplazar los efectos de la inductancia serie de la línea. La compensación serie tiene como resultado el mejoramiento de la máxima capacidad de transmisión de potencia de la línea. El efecto neto es un bajo ángulo de carga para un nivel dado de transmisión de potencia.

Los siguientes factores son necesarios para planear una instalación cuidadosa de estos dispositivos en la red [Mathur y Varma, 2002]:

1. La magnitud de voltaje a través del banco de capacitor (nivel de aislamiento).
2. Corrientes de falla en las terminales de un banco de capacitores;
3. La colocación del reactor en derivación en relación al capacitor serie. (sobrevoltajes resonantes)
4. El número de bancos de capacitores y su localización en una línea larga (perfil de voltaje).

La compensación capacitiva serie fue introducida hace décadas para de cierta forma cancelar una parte de la impedancia de línea y por tanto incrementar la potencia transmisible. Subsecuentemente, dentro de los primeros FACTS, fue demostrado que la compensación serie variable es altamente efectiva en el control de flujo de potencia en la línea.

El TCSC es un dispositivo FACTS y surge como consecuencia a la necesidad de disminuir la impedancia serie de la línea para transmitir mayor potencia. Circuitualmente corresponde a un capacitor serie al que se le han incorporado elementos de electrónica de potencia, lo que hace posible variar su reactancia de forma continua [Vivas y Zambrano, 2002]

#### 2.2 Capacitor Serie Controlado por Tiristor (TCSC).

El TCSC es una extensión de capacitores serie convencionales con la adición de un reactor controlado por tiristor. Se coloca un reactor controlado en paralelo con un capacitor serie para permitir una continua y rápida variación de la compensación serie en el sistema. Los principales beneficios del TCSC son incrementar la transferencia de energía, amortiguar las



oscilaciones de potencia, amortiguar las resonancias subsíncronas y controlar el flujo de potencia de la línea [Habur y Leary, 2004].

El TCSC es uno de los miembros de la familia de los FACTS, al lado del SVC que fue establecido hace tiempo, el cual ha atraído el mayor interés hasta ahora. Una razón que puede ser distintiva de la cualidad del concepto del TCSC es que este usa una topología de circuito principal extremadamente simple. El capacitor es insertado directamente en serie con la línea de transmisión y el inductor controlado por tiristor es montado directamente en paralelo con el capacitor. Así que no se requiere equipo de interconexión como por ejemplo el transformador de alto voltaje. Esto hace que el TCSC sea más económico que algunas otras tecnologías FACTS.

Algunos estudios sobre dispositivos controladores conectados en serie con la línea muestran que estos tienen algunas ventajas propias de control cuando son comparados con los dispositivos en paralelo [Angquist y otros, 1996].

### **2.3 Ventajas de los TCSC.**

El uso del tiristor como control en capacitores serie ofrecen las siguientes ventajas [Mathur y Varma, 2002]:

1. Rápido control continuo del nivel de compensación serie en la línea de transmisión.
2. Control dinámico del flujo de potencia en líneas de transmisión seleccionadas dentro de la red para habilitar condiciones óptimas de flujo de potencia y prevenir el flujo de potencia inverso.
3. Amortiguamiento de las oscilaciones de potencia locales e interáreas.
4. Supresión de las oscilaciones subsíncronas.
5. Disminuye los desplazamientos de voltaje de CD.
6. Aumento del nivel de protección para capacitores serie. Un rápido puenteo de los capacitores serie puede ser alcanzado a través del control del tiristor cuando grandes sobrevoltajes se desarrollan a través del capacitor después de la falla.
7. Soporte de voltaje.
8. Reducción de la corriente de corto circuito. Durante eventos de altas corrientes de corto circuito, el TCSC puede cambiar desde el modo de capacitancia-controlable al modo de inductancia-controlable, por lo que restringe las corrientes de corto circuito.

## 2.4 Diseño y protección de los TCSC.

El módulo básico de TCSC comprende a un capacitor  $C$ , en paralelo con un reactor controlado por tiristor,  $L_s$ , como se muestra en la Figura 2.1a. Sin embargo, un módulo práctico de TCSC también incluye equipo de protección normalmente instalado con los capacitores serie, como se muestra en la Figura 2.1b.

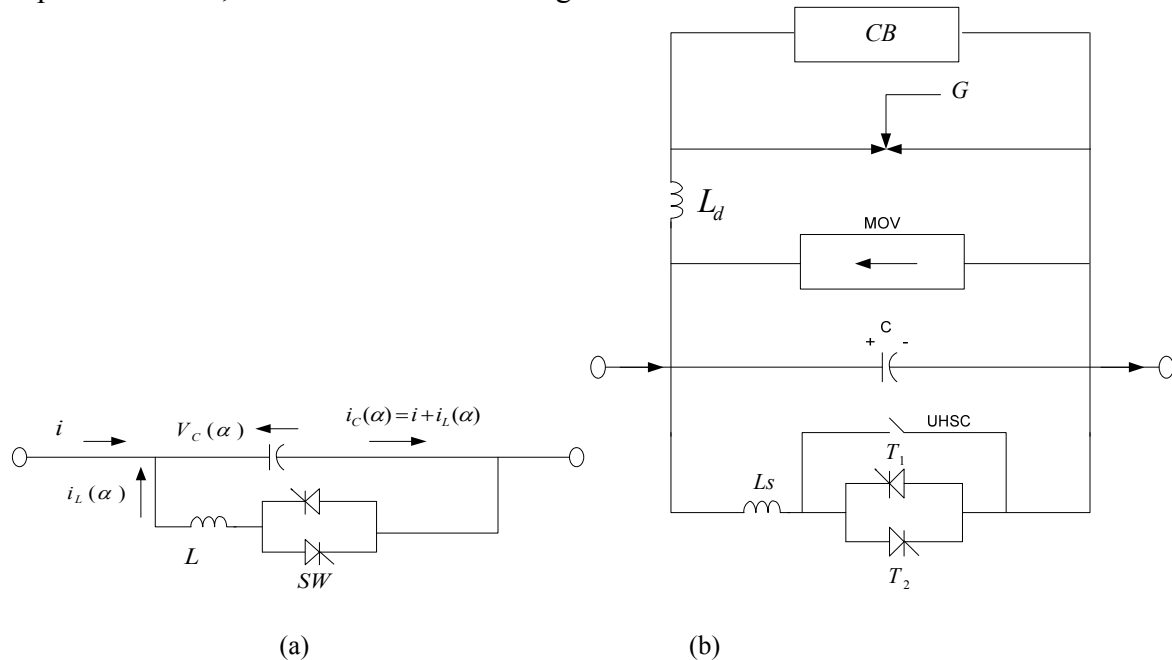


Figura 2.1 Modulo de un TCSC: (a) modulo básico y (b) modulo práctico. [Mathur y Varma, 2002].

Un varistor de oxido-metal (MOV), esencialmente un resistor no lineal, es conectado a través del capacitor serie para prevenir la ocurrencia de altos sobrevoltajes en el capacitor. El MOV no solo limita el voltaje a través del capacitor, sino también permite al capacitor permanecer en el circuito durante condiciones de disturbio en el sistema.

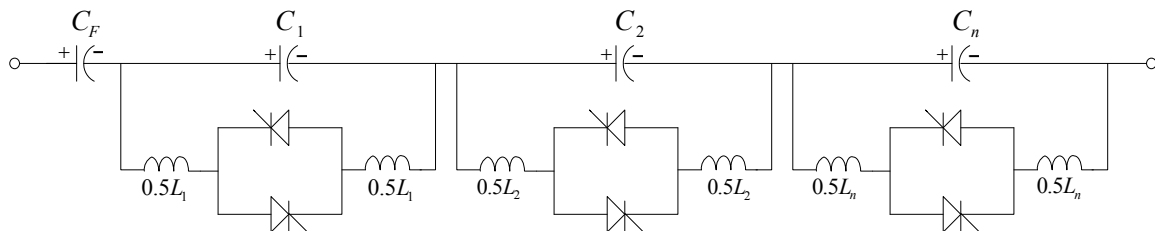


Figura 2.2 Sistema de un TCSC típico [Mathur y Varma, 2002].

También se instala a través del capacitor un circuito interruptor, CB, para controlar su inserción en la línea. Además, el CB puentea al capacitor si algún evento de falla o mal funcionamiento del equipo ocurre. Un inductor limitador de corriente,  $L_d$ , es incorporado en el circuito para restringir a la vez la magnitud y la frecuencia de la corriente del capacitor durante la operación de puenteo-capacitor.



Un sistema real de TCSC usualmente comprende una combinación en cascada de muchos módulos de TCSC junto con un capacitor serie fijo,  $C_F$ . Este capacitor serie fijo es proporcionado principalmente para minimizar costos. Un sistema de TCSC con sus módulos básicos es mostrado en la Figura 2.2. Los capacitores  $C_1, C_2, \dots, C_n$  en los diferentes módulos del TCSC pueden tener diferentes valores para proporcionar un amplio alcance de control de reactancia. El inductor en serie con el tiristor en antiparalelo es dividido en dos mitades para proteger la válvula del tiristor en caso de un corto circuito en el inductor [Mathur y Varma, 2002].

El reactor de TCSC es relativamente grande comparado al reactor de un capacitor serie convencional. El propósito del reactor en un capacitor serie convencional es principalmente limitar la máxima corriente debida a la descarga del capacitor, es decir, cuando el capacitor serie este en puenteo durante fallas severas de línea. La inductancia debe ser elegida con respecto al estrés de la válvula de tiristor junto con la velocidad requerida del voltaje inverso. Una inductancia reducida crearía más rápido un voltaje inverso correspondientemente a altas amplitudes de corriente de descarga de capacitor mientras que un reactor grande reduciría la amplitud de corriente con el costo de tiempo de voltaje inverso. La elección de inductancia es un compromiso entre la velocidad del voltaje inverso y estrés/perdidas de la válvula de tiristor.

Hay ciertos requerimientos que deben ser notados para una válvula de TCSC. Uno de los más importantes temas, es la habilidad para disparar el tiristor durante todas las posibles condiciones incluyendo:

- Voltajes inversos normales para un amplio rango de corrientes de línea.
- Puenteo del varistor si la energía es excedida.
- Bloqueo de la válvula contra alto voltaje.
- Bloqueo de la válvula dentro del tiempo de recuperación de los tiristores
- Puenteo continuo del capacitor serie para un amplio rango de corrientes de línea.

La válvula de tiristor debe ser capaz de mantener elevación de voltaje de capacitor para un amplio rango de corrientes de línea. También debe ser diseñada para manejar la peor combinación de corriente de corto circuito en la línea y descarga de corriente, que se presente cuando el capacitor es descargado desde el más alto voltaje de capacitor posible, es decir, el nivel de protección del varistor. La válvula debe ser capaz de tratar esta corriente correspondiente al tiempo de operación del interruptor de operación de puenteo en paralelo, normalmente 3-4 periodos de la frecuencia del sistema. En casos donde el TCSC es localizado en el extremo de la línea de transmisión, la corriente de corto circuito podría ser muy alta [Song y Johns, 1999].

## 2.5 Principios básicos de operación de los TCSC.

Un TCSC es una reactancia capacitiva serie-controlada que proporciona control continuo de la potencia en la línea de CA en un amplio rango. Desde el punto de vista del sistema, el principio de la compensación serie variable simplemente incrementa el voltaje de frecuencia fundamental a través del capacitor fijo (FC) en una línea compensada-serie a



través de una apropiada variación del ángulo de disparo  $\alpha$ . Este aumento de voltaje cambia el valor efectivo de la reactancia capacitiva-serie.

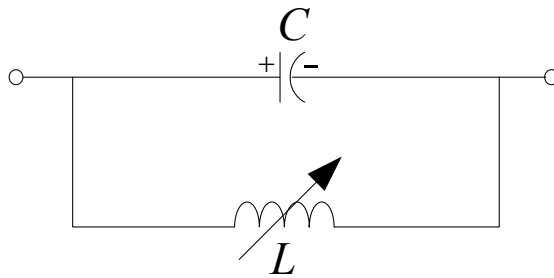


Figura 2.3 Inductor variable conectado en paralelo con un FC [Mathur y Varma, 2002].

Un simple entendimiento del funcionamiento del TCSC puede ser obtenido analizando el comportamiento de un inductor variable conectado en paralelo con un FC, como se muestra en la Figura 2.3. La impedancia equivalente,  $Z_{eq}$ , de esta combinación  $LC$  es expresada como:

$$Z_{eq} = \left( -j \frac{1}{\omega C} \right) \parallel (j\omega L) = -j \frac{1}{\omega C - \frac{1}{\omega L}} \quad 2.1$$

La impedancia de un solo FC, sin embargo, es dada por  $-j\left(\frac{1}{\omega C}\right)$ .

Si  $\omega C - (1/\omega L) > 0$  ó, en otras palabras,  $\omega L > (1/\omega C)$ , la reactancia del FC es menor que la del reactor variable conectado en paralelo, por lo que esta combinación proporciona una reactancia capacitiva variable.

Si  $\omega C - (1/\omega L) = 0$ , se tiene una resonancia que resulta en una impedancia capacitiva infinita, la cual es una condición claramente inaceptable y que se debe evitar. Sin embargo, si  $\omega C - (1/\omega L) < 0$ , la combinación  $LC$  proporciona una inductancia arriba del valor del inductor fijo. Esta situación corresponde al modo vernier- inductivo de la operación de TCSC.

El comportamiento del TCSC es similar al de la combinación  $LC$  en paralelo. La diferencia es que la combinación  $LC$  está basada en la presencia de voltaje y corriente puramente senoidal en el circuito, mientras que en el TCSC, el voltaje y la corriente en el FC y el reactor controlado por tiristor (TCR) no son senoidales por el interruptor de operación de tiristor [Mathur y Varma, 2002].



## 2.6 Modos de operación del TCSC.

Hay esencialmente cuatro modos de operación del TCSC; esos son ilustrados en la Figura 2.4.

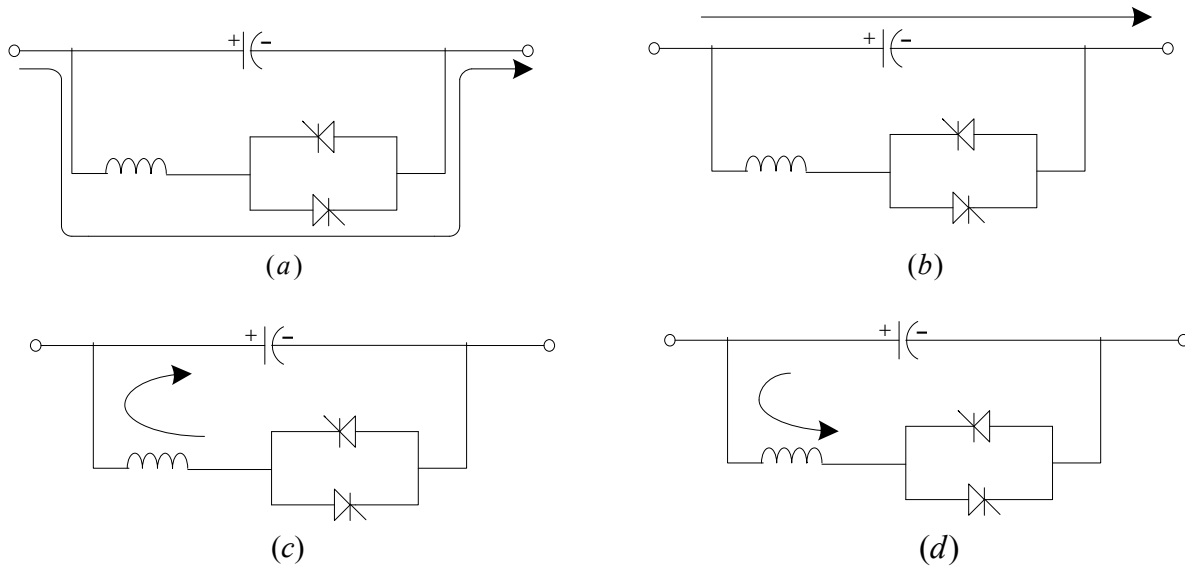


Figura 2.4 Diferentes modos de operación de un TCSC: (a) Modo tiristor-puentado; (b) Modo tiristor bloqueado; (c) Modo tiristor parcialmente conduciendo (vernier-capacitivo); (d) Modo tiristor parcialmente conduciendo (vernier- inductivo) [Mathur y Varma, 2002].

### 2.6.1. Modo tiristor puentado.

En el *modo tiristor puentado* la válvula del tiristor es disparada continuamente y por tanto permanece conduciendo todo el tiempo; así que el TCSC se comporta como una conexión en paralelo del capacitor serie con el inductor,  $L_s$ , en la rama de la válvula del tiristor. En este modo, el voltaje resultante en estado estacionario a través del TCSC es inductivo y la corriente de la válvula es algo más grande que la corriente de línea debido a la generación de corriente en el banco de capacitor. Para un TCSC práctico con relación  $X/X_C$  entre 0.1 y 0.3, el voltaje de capacitor en una corriente de línea dada es mucho más bajo en modo puentado que en modo bloqueado. Por lo tanto, el modo bypass es utilizado para reducir el estrés del capacitor durante fallas [Khederzadeh, 2009].

También se sabe que en el modo de reactor interrumpido por el tiristor (TSR), el modo tiristor-puentado es distinto del modo interruptor-puentado, en el cual el circuito interruptor proporcionado a través del capacitor serie es cerrado para quitar el capacitor ó el modulo del TCSC en el evento de falla del TCSC ó sobrevoltajes transitorios a través del TCSC.





Este modo es empleado para propósitos de control y también para iniciar ciertas funciones de protección. Sin embargo el módulo de TCSC es puenteado con la violación del límite de corriente de falla y un retardo de tiempo finito,  $T_{delay}$ , debe pasar antes de que el módulo pueda ser reinsertado después de que la corriente de línea caiga debajo del límite especificado [Mathur y Varma, 2002].

### 2.6.2. Modo tiristor bloqueado.

Cuando la válvula de tiristor no es disparada y los tiristores permanecen en estado de no conducción, el TCSC es operado en *modo bloqueado*. En este modo, el TCSC funciona como un capacitor serie fijo [Khederzadeh, 2009]. Si los tiristores están conduciendo y un comando de bloqueo es dado, el tiristor se desactiva tan pronto como la corriente a través de ellos alcance un nivel cero. En este modo, el desplazamiento de voltaje de DC de los capacitores son monitoreados y rápidamente descargados usando un control de desplazamiento de DC sin causar algún mal a los transformadores del sistema de transmisión [Mathur y Varma, 2002].

### 2.6.3. Modo de tiristor que conduce parcialmente o de vernier.

Este modo permite al TCSC comportarse como reactancia capacitiva continuamente variable ó como una reactancia inductiva continuamente variable. Esto es alcanzado mediante el control de la variación de ángulo de disparo de un par de tiristores en un rango apropiado. Sin embargo, una transición regular de modo vernier-capacitivo a vernier-inductivo no es permitida debido a la región de resonancia entre los dos modos [Mathur y Varma, 2002].

En *modo vernier-capacitivo* un pulso de disparo es suministrado al tiristor teniendo un voltaje adelantado justo antes que el voltaje de capacitor cruce el cero de línea, así que un pulso de corriente de descarga de capacitor circulara a través de la rama inductiva en paralelo. El pulso de corriente de descarga se agrega a la corriente de línea a través del capacitor y causa que un voltaje de capacitor se agregue al voltaje causado por la corriente de línea. El voltaje pico de capacitor será incrementado en proporción a la carga que pasa a través de la rama de tiristor. El voltaje fundamental también incrementa casi proporcionalmente a la carga. Desde el punto de vista del sistema de potencia, este modo inserta una capacitancia a la línea de hasta tres veces el valor del capacitor fijo. Este es el modo de operación normal del TCSC.

En *modo vernier-inductivo* la corriente circulante en la rama de tiristor del TCSC es más grande que la corriente de línea. En este modo, resultan grandes corrientes de tiristor y la forma de onda de voltaje de capacitor es muy distorsionada de su forma sinusoidal. La peor forma de onda y el alto estrés de la válvula hacen que el modo vernier inductivo sea menos atractivo para operación en estado estacionario. Este modo incrementa la inductancia de la línea, así que esto se contrapone a la ventaja asociada con la aplicación de TCSC. Esto es solamente deseable para limitar la corriente durante fallas. Las máximas condiciones de



operación inductiva son limitadas por la alta corriente circulante y voltaje del TCSC [Khederzadeh, 2009].

## 2.7 Características de capacidad de compensación.

Aunque el diseño de un TCSC está basado en los requisitos específicos de la aplicación, los límites operacionales están determinados por las características de diferentes componentes del TCSC. Los límites importantes son:

1. *Límites de voltaje*, la cantidad máxima de voltaje a través de cualquier equipo (incluyendo el capacitor serie) es determinado por el nivel de aislamiento de cada equipo en particular.
2. *Límites de corriente*, los cuales necesitan ser impuestos ante las corrientes en la válvula del tiristor, FC, y del inductor para prevenir el sobrecalentamiento. Los armónicos también causan calentamiento y por lo tanto tienen un efecto de restricción en la operación del TCSC.
3. *Límites de ángulo de disparo* del tiristor, el cual debe ser cuidadosamente restringido para que el TCSC no se aventure dentro de una región resonante.

## 2.8 Introducción de componentes armónicos.

El TCSC, con conducción parcial de TCR, inyecta armónicos de voltaje en la línea. Esos armónicos de voltaje son causados por los armónicos de corriente del TCR que circulan a través del capacitor compensador serie. El TCR, genera todos los armónicos impares, cuyas magnitudes son una función del ángulo de retardo  $\alpha$ .

Los armónicos de voltaje correspondientes a esas corrientes en un circuito de TCSC son claramente dependientes en la relación de impedancia del reactor del TCR al capacitor serie,  $X_L/X_C$ . Para  $X_L/X_C = 0.133$  (usadas en las instalaciones existentes de TCSC), los armónicos de voltaje más importantes, 3ro, 5to, y 7to, generados en la región de operación capacitiva, son dibujados contra la corriente de línea  $I$  en la Figura 2.5, en porcentaje del voltaje fundamental del capacitor,  $V_{C0}$ , con el TCR apagado, en valor de la corriente. Se puede observar que las magnitudes de los armónicos de voltaje rápidamente disminuyen con la frecuencia, y los armónicos mayores al séptimo son prácticamente despreciables. Los armónicos de bajo orden, aunque parecen tener magnitudes relativamente altas, no pueden contribuir significativamente para la existencia de armónicos de corriente de línea. Esto es porque esos armónicos son substancialmente fuentes de voltaje y el TCSC es usualmente aplicado a impedancias grandes de línea, en el cual los armónicos de corriente de línea generados serán relativamente bajos. (En instalaciones existentes, los armónicos de



corriente de línea causados por el TCSC fueron medidos más abajo que los armónicos del ambiente del sistema) [Hingorani y Gyugy, 2000].

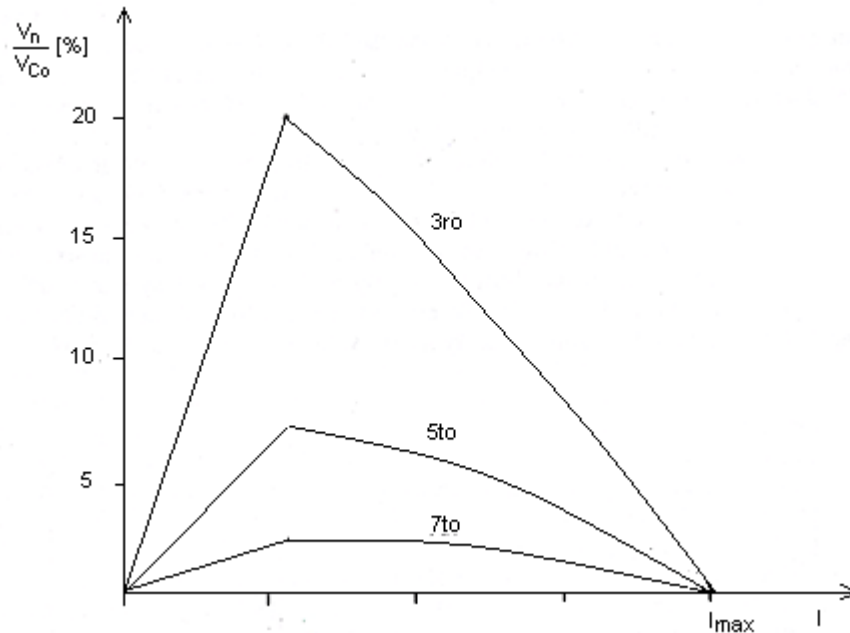


Figura 2.5 Armónicos de voltaje dominantes generados por el TCSC en una relación  $X_L/X_C$  de 0.133 [Hingorani y Gyugy, 2000].

## 2.9 Respuesta del TCSC.

El estado estacionario del TCSC después de un cambio de entrada es usualmente alcanzado después de varios ciclos. Los factores que afectan el tiempo de respuesta de los TCSC son los siguientes [Mathur y Varma, 2002]:

1. *Punto de operación inicial.*
2. *Magnitud de cambio en el ángulo de disparo.*
3. *Resultados del nivel de compensación serie.*
4. *Impedancia de sistema.* La respuesta del TCSC es más rápida en sistemas de CA débiles.
  - a) *Desbalance de operación:* El TCSC puede operar satisfactoriamente con control simétrico en las tres fases, incluso cuando existe un desbalance significativamente grande de cargas de línea en las tres fases.
  - b) *Cambio de tamaño del reactor.* Un pequeño reactor es también ventajoso al facilitar una efectiva protección al desviar grandes corrientes repentinas encontradas durante fallas del sistema. Por otra parte, una pequeña  $X_L$  incrementa las magnitudes de los armónicos de la corriente generados por el TCR y circuladas a través del capacitor serie, y por lo tanto



incrementa la magnitud de los armónicos de voltaje del capacitor inyectados dentro de la línea. Además, una pequeña  $X_L$  produce grandes pulsos de corrientes de corta duración en la válvula del tiristor, con lo cual se requiere que la válvula incremente su capacidad de conducción de corriente y posiblemente también su rango de voltaje. En instalaciones actuales (prototipo) la relación de  $X_L/X_C$  usadas es 0.133, de modo que la frecuencia resonante natural del circuito del TCSC es 2.74 veces la frecuencia fundamental de 60 Hz. Generalmente, la relación de  $X_L/X_C$  para TCSC están probablemente dentro del rango de 0.1 a 0.3, dependiendo de los requerimientos de aplicación y restricción. Es importante que la frecuencia resonante natural del TCSC no coincida con o este cercana a, dos o tres veces la frecuencia fundamental [Khederzadeh, 2009].

## 2.10 Tipos de control del TCSC.

La efectividad de los controladores de TCSC depende en gran medida de su apropiada sintonización. Aunque los TCSC operan en ambientes de sistemas de potencia altamente no lineales, técnicas de control lineal se usan extensivamente para el diseño de controladores TCSC.

### 2.10.1. Control de lazo abierto.

El control de impedancia de lazo abierto, es el tipo de control de TCSC más básico, usado principalmente para control de flujo de potencia. El sistema de control es descrito en la Figura 2.6. El nivel de estado estacionario deseado de compensación serie o flujo de potencia es expresado en la forma de una reactancia de referencia aplicada al controlador. El controlador es modelado por un bloque de retardo que representa acción de TCSC; su valor es típicamente elegido a 15ms. El controlador produce una señal de orden de reactancia que es linealizado para obtener el ángulo de disparo necesario; entonces, la señal de ángulo de disparo es transmitida al generador de pulsos de disparo, el cual emite el disparo al tiristor del TCSC para implementar la reactancia deseada.

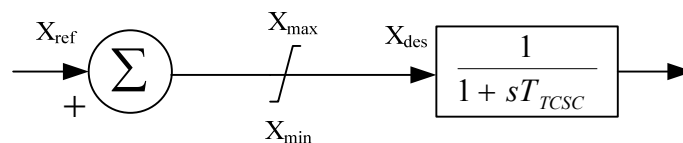


Figura 2.6 Controlador impedancia constante de un TCSC [Mathur y Varma, 2002].

### 2.10.2. Control de lazo cerrado de corriente constante (CC).

En el control de corriente constante (CC), la magnitud de corriente de línea deseada es alimentada como una señal de referencia al controlador del TCSC, el cual se esfuerza por mantener la corriente de línea actual en este valor. Un modelo controlador CC de TCSC es



descrito en la Figura 2.7. Las 3 corrientes de fase se miden y rectifican en la unidad de medición. La señal rectificada es pasada a través de un bloque de filtro que comprende un filtro de corte de 60 Hz y uno de 120 Hz así como un filtro de pasa altos. La señal que sale es entonces normalizada para asegurar consistencia por unidad con la señal de corriente de referencia.

El controlador es típicamente del tipo proporcional-integral (PI) que produce la señal de susceptancia deseada dentro del límite presente. Un bloque de no linealización convierte la señal de susceptancia en una señal de ángulo de disparo.

Una unidad de selección de modo de operación es generalmente usada para protección del TCSC. Durante condiciones de corto circuito, en el cual la corriente a través del MOV excede un umbral, el TCSC cambia al modo tiristor-punteado o al modo reactor interrumpido por tiristor (TSR). En este modo, el tiristor conduce totalmente. ( $\alpha=90^\circ$ ), reduciendo substancialmente el voltaje y corriente del TCSC y por lo tanto reduciendo el estrés en el MOV. Durante la eliminación de falla, el “modo de espera” es implementado; cuando los capacitores son traídos nuevamente dentro del circuito, un desplazamiento de voltaje de DC que se acumula es descargado en este modo de espera.

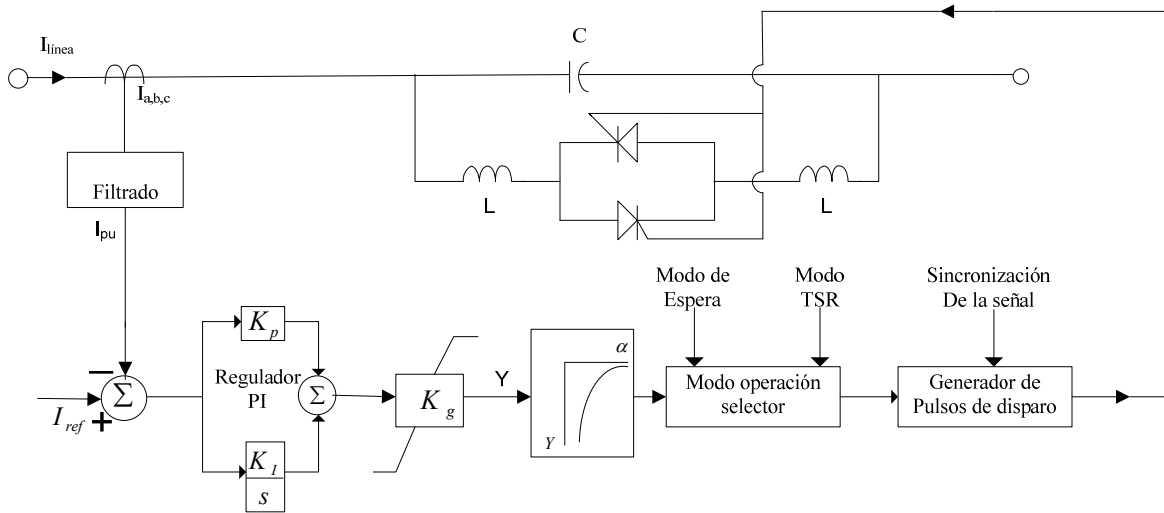


Figura 2.7 Modelo de controlador de corriente constante (CC) de un TCSC [Mathur y Varma, 2002].

La característica de control de estado estacionario del control CC en el plano  $V_{TCSC}-I_L$  (voltaje del TCSC- corriente de línea) es descrito en la Figura 2.8a. La convención usada en la figura es tratar el voltaje de capacitor como positivo (que es opuesto de la convención usada en flujo de carga). La característica es dividida en tres segmentos: OA, AB, y BC. Los segmentos OA, BC representan el máximo y mínimo límite de reactancia, respectivamente. El segmento AB representa el rango de control en el cual la reactancia de TCSC es variada a través del control de disparo para mantener una corriente de línea específica,  $I_{ref}$ .

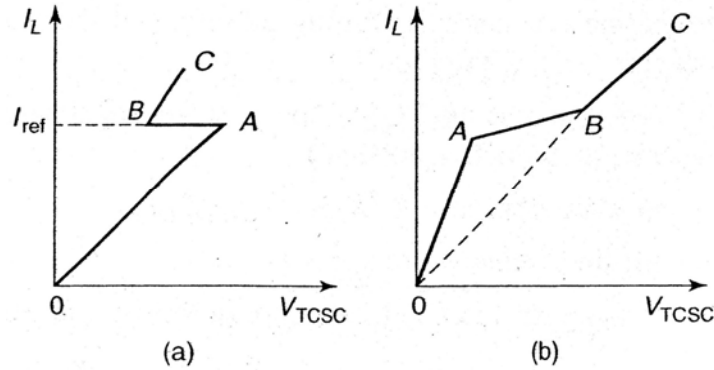


Figura 2.8 Característica de control de TCSC: (a) Control CC y (b) Control CA [Mathur y Varma, 2002].

### 2.10.3. Control de lazo cerrado de Angulo-Constante (AC).

Este control es útil y relevante para situaciones en la cual existen trayectorias de transmisión en paralelo con la línea compensada por TCSC. El objetivo de control durante situaciones transitorias o de contingencia es para ayudar a la descarga de flujo de potencia en la trayectoria paralelo permitiendo variación en la potencia transmitida a través de la línea compensada por TCSC. Para conservar el flujo de potencia constante en trayectorias paralelo se necesita mantener la diferencia angular constante a través de la línea, por lo que esta estrategia es llamada control ángulo-constante, o control AC. Si las magnitudes de voltaje en los dos extremos de la línea son asumidas a ser reguladas, entonces manteniendo una diferencia angular constante implica mantener una caída de voltaje constante,  $V_L$ , a través de la línea.

El objetivo del control mientras se descuida la reactancia de línea es expresada como [Padiyar, 1999]:

$$V_L = I_L X_{LR} - V_{TCSC} = K = V_{Lref} \tag{2.2}$$

o

$$I_L = \frac{1}{X_{LR}} (K + V_{TCSC}) \tag{2.3}$$

o

$$I_{ref} - \left( I_L - \frac{V_{TCSC}}{X_{LR}} \right) = 0 \tag{2.4}$$

$X_{LR}$  = La reactancia de línea neta, incluyendo el efecto del capacitor fijo =  $X_L - X_{FC}$ .

$V_{TCSC}$  = Voltaje a través del TCSC (positivo para voltaje capacitivo; negativo para voltaje inductivo).

$I_{ref}$  = la corriente de referencia =  $K/X_{LR} = V_{Lref}/X_{LR}$ .

$X_L$  = reactancia inductiva total de línea.

$X_{FC}$  = reactancia del capacitor fijo en la línea (si existe).



Como se menciona anteriormente, los TCSC son usualmente empleados en conjunto con capacitores fijos para minimizar costo y mejorar la eficiencia del control.

La característica de control AC en el plano  $V_{TCSC}$ - $I_L$  es descrito en la Figura 2.8b. El segmento de línea AB representa el rango de control, teniendo una inclinación  $X_{LR}$ . El segmento OA y BC representa los límites de reactancia mínimo y máximo del TCSC. El control AC es altamente efectivo en reducir oscilaciones de potencia.

El diagrama de bloques del sistema de control del TCSC, incorporando características de control CC y AC, es mostrado en la Figura 2.9. En esta figura,  $T_m$  indica la constante de tiempo asociada con el circuito de medición, el cual es generalmente un filtro pasa bajos de primer orden. En control CC, el bloque multiplicador S es ajustado a cero, mientras que en control AC, S es ajustado al valor  $1/X_{LR}$ . El regulador es principalmente un controlador PI que está en cascada con un circuito adelanto de fase, como se muestra en la Figura 2.10. Si la acción integral pura es requerida,  $K_P$  es ajustada a cero.

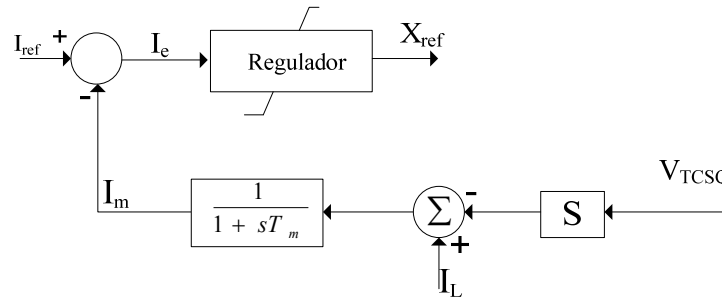


Figura 2.9 Diagrama de bloques de un controlador CC o AC [Mathur y Varma, 2002].

Para control CC, la ganancia integral  $K_I$  es considerada positiva. En este esquema de control, una señal de error corriente positiva implica que la reactancia capacitiva del TCSC debe ser incrementada para alcanzar la corriente de línea y por lo tanto se reduce la señal de error, y en el control AC, la ganancia  $K_I$  es considerada negativa. Si la señal de error de corriente es positiva, esta es notada en las ecuaciones 2.3 y 2.4 donde la caída de voltaje neto  $V_L$  en la línea es menor que la referencia  $V_{Lref}$ , necesitando un decremento en el voltaje de TCSC  $V_{TCSC}$  y consecuentemente en la reactancia del TCSC  $X_{TCSC}$  (o  $X_{ref}$ ). Por esta razón,  $K_I$  se le asigna un signo negativo en control AC.

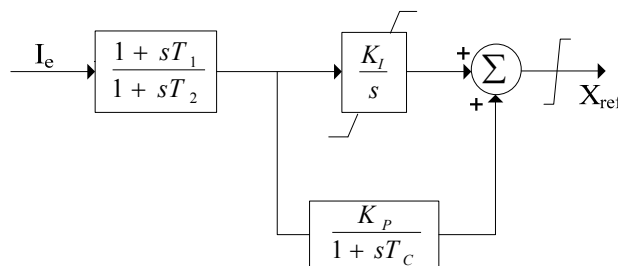


Figura 2.10 Diagrama de bloques del regulador [Mathur y Varma, 2002].



### 2.10.4. Control de lazo cerrado de reactancia constante (RC).

En este trabajo se utilizó control de lazo cerrado de reactancia constante (RC). Donde las señales de voltaje y de corriente son medidas y rectificadas a través de una unidad de medición. La señal rectificada es pasada a través de un bloque de filtro que comprende un filtro pasa bandas y pasa altos a 60 y 120 Hz. La señal emanante es entonces normalizada para asegurar consistencia de la señal.

El controlador es típicamente del tipo Proporcional Integral (PI) el cual a su salida nos proporciona un ángulo de disparo el cual es enviado a un bloque de no linealización que convierte el ángulo de disparo en un valor de reactancia de TCSC que será comparado con la reactancia de referencia para así lograr obtener la reactancia de TCSC deseada. En el caso de condiciones normales el TCSC permanece en una estructura óptima (en el modo capacitivo) mostrada en la Figura 2.11 pero en el caso de excederse aproximadamente más de 2 veces el valor de la corriente nominal del TCSC (sistema bajo falla) el sistema de control de TCSC cambia a un estructura óptima de un TCSC (en el modo inductivo), mostrado en la Figura 2.12, permitiendo así lograr disminuir el voltaje del TCSC y la corriente de falla en la línea, debido a que el TCSC ahora comienza a aportar reactancia inductiva en vez de reactancia capacitiva.

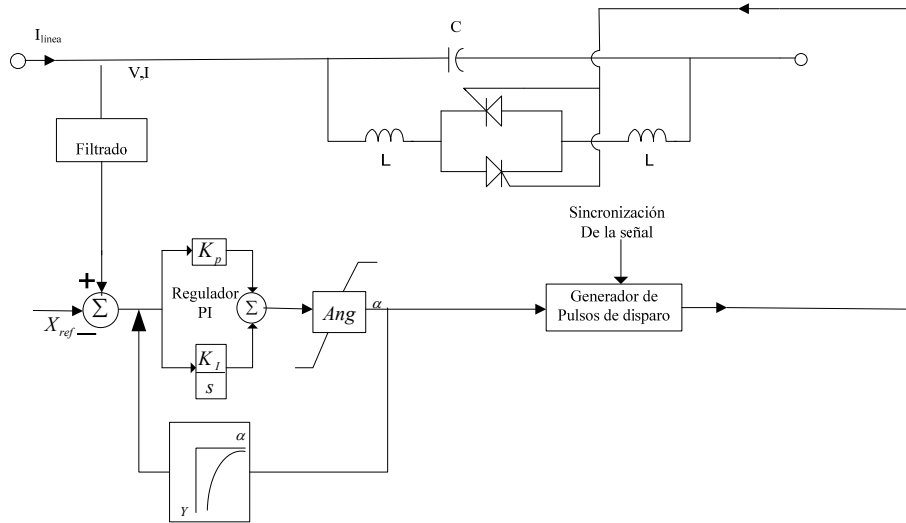


Figura 2.11 Estructura de un TCSC (en el modo capacitivo)



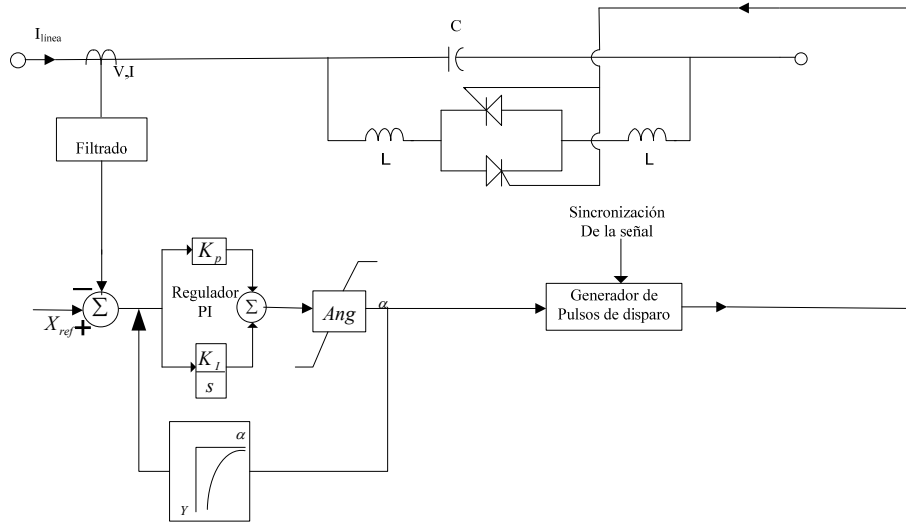


Figura 2.12 Estructura de un TCSC (en el modo inductivo)





## CAPÍTULO 3

### PROTECCIÓN DE DISTANCIA.

#### 3.1 Introducción.

Este tipo de protección es aplicada casi universalmente para protección de fase de líneas en 69 kV y mayores. Estos tipos de relevadores responden a la impedancia entre la localización del relevador y la localización de la falla. Como la impedancia por unidad de longitud de una línea de transmisión es prácticamente constante, el relevador de distancia mide la impedancia desde el punto donde se localiza el relevador hasta la falla. De esta forma el relevador mide la distancia a la falla en la línea de transmisión. Las principales ventajas de este principio son (1) Alcance fijo como una función de la impedancia de línea protegida y a la vez independiente del sistema de operación y niveles de falla sobre un muy amplio rango, (2) capacidad para operar a corrientes de falla cercanas o menores que la máxima corriente de carga. Estos relevadores son más complejos y costosos que los relevadores de sobrecorriente y pueden ser aplicables a bajos voltajes, pero no son extensamente usados excepto para casos especiales debido a su alto costo. Esta situación está cambiando con el advenimiento de relevadores de distancia basados en microprocesador [Horowitz y Phadke, 2008], [Blackburn, 1998].

#### 3.2 Zonas de ajuste del relevador de distancia.

Para una correcta protección, un mínimo de dos zonas son necesarias debido a la incertidumbre de determinar si una falla lejana de la barra se localiza dentro o fuera de la línea protegida. Ambas zonas operan instantáneamente, sin embargo una de estas (la zona 2) es retardada para proporcionar coordinación. Un temporizador (atraso de tiempo) fijo  $T_2$  es usado. Se acostumbra aplicar una tercera zona para la protección auxiliar de la línea(s) remota(s).

En Norteamérica comúnmente se usan unidades de distancia separadas para diferentes zonas de protección. En la actualidad se emplea un solo relevador con varias zonas de protección habilitadas. Una sola unidad de medición de distancia inicialmente se ajusta para el alcance de zona 1. Si la falla persiste, el alcance es extendido para la operación de zona 2 después del retardo de tiempo  $T_2$ , entonces con un retardo  $T_3$  opera para zona 3. Las unidades separadas proporcionan redundancia porque, para una falla trifásica en la zona 1 con alcance de área primario, las tres unidades de distancia pueden operar. Así, zona 2 y 3



son auxiliares para posible no operación de la unidad de zona 1. Las zonas y ajustes típicos se muestran en la Figura 3.1 [Blackburn, 1998].

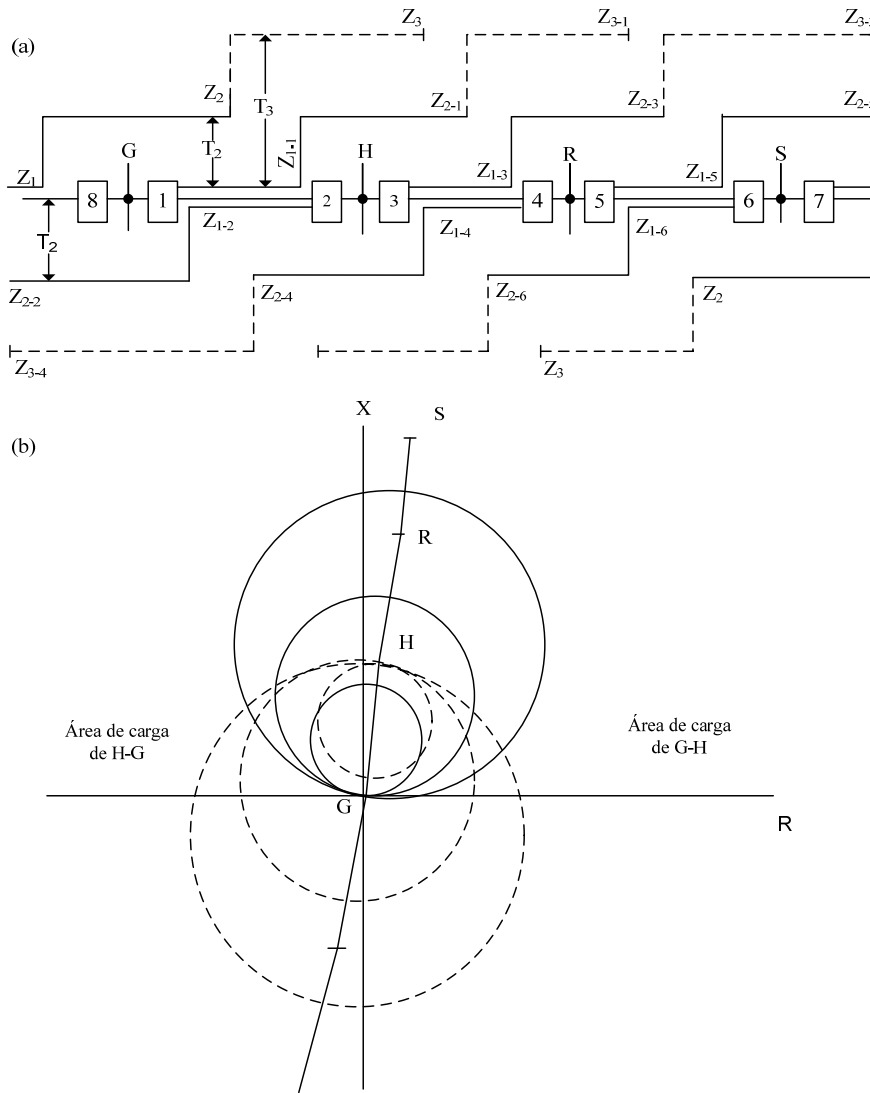


Figura 3.1 Zonas de protección: (a) Distancia-tiempo, (b) Diagrama R-X [Blackburn, 1998].

La forma típica de ajustar las zonas de protección del relevador de distancia es la siguiente: para la zona 1 del relevador 1 en el bus G, el alcance se ajusta a un valor entre 70 y 80% de la longitud total de la línea a proteger. Es claro que el segmento remanente de línea entre la terminal de la zona 1 y el bus H no queda protegida. Debido a esto, el relevador de distancia se equipa con otras zonas, que deliberadamente sobrealcanzan más allá de la terminal remota de la línea de transmisión protegida [Ziegler, 2006].

La zona 1 de la siguiente línea debe operar antes que la zona 2 del relevador de distancia en G para una correcta coordinación. Esta coordinación por retardo de tiempo intencional para la zona 2 es usualmente de 0.2 a 0.3 segundos.



El alcance de la zona 2 generalmente se ajusta a 120-150% de la longitud total de la línea GH. Se debe mencionar que la zona 2 de un relevador de distancia también respalda al relevador de distancia de la línea adyacente (zona 2 del relevador 1 en G respalda a la zona 1 del relevador 3 en H). Sin embargo, esto es verdad solo para una parte de la línea adyacente, dependiendo del ajuste de la zona 2. Con el fin de proporcionar una función de respaldo para la línea en total, se acostumbra proporcionar aun otras zonas de protección para el relevador en G. Esta es conocida como la zona 3 de protección, y usualmente se extiende a un valor de entre 120 al 180% de la longitud total de la línea protegida (100% de la línea protegida más aprox. 80% de la longitud de la línea adyacente). La zona 3 debe ser coordinada en tiempo y distancia con la segunda zona del circuito vecino, y usualmente el tiempo de operación de la zona 3 es del orden de 1 s [Horowitz y Phadke, 2008].

### 3.3 Tipos de relevadores de distancia.

Los relevadores de distancia pueden ser clasificados de acuerdo a la forma de sus zonas de operación.

Cuatro tipos de relevadores mostrados en la Figura 3.2 son reconocidos de acuerdo a la forma de sus zonas de operación:

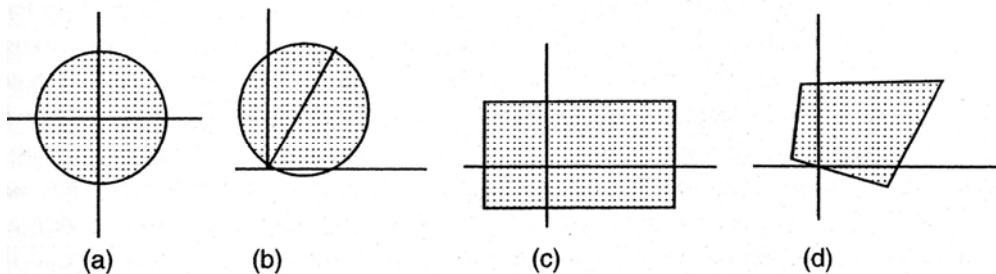


Figura 3.2 Tipos de características de relevador de impedancia [Horowitz y Phadke, 2008].

De la Figura 3.2, la gráfica (a) corresponde a relevadores tipo impedancia, (b) son relevadores *mho* o admitancia (los más comúnmente usados), (c) relevadores de reactancia y (d) relevadores cuadrilaterales. Los relevadores de impedancia tienen una forma circular centrada en el origen del diagrama de impedancia compleja R-X. Los relevadores de admitancia (o *mho*) tienen una forma circular que pasa a través del origen. El relevador de reactancia tiene una zona límite definida por una línea en paralelo al eje R. La zona se extiende a infinito en tres direcciones como se muestra en la Figura 3.2c. La característica cuadrilateral, como su nombre lo dice, es definida por cuatro líneas rectas. [Horowitz y Phadke, 2008].

Los relevadores de característica tipo *mho* son los más utilizados para la protección de distancia. Los relevadores operan cuando la relación entre voltaje de falla y corriente de falla entra al círculo que define las zonas de protección.

Los círculos de operación deben ser ajustados para que los relevadores no operen en alguna oscilación de sistema de la cual el sistema se pueda recuperar. Cada oscilación ocurre



después de un disturbio considerable en el sistema como por ejemplo fallas, pérdida repentina de generación o carga, u operaciones de interruptor [Blackburn, 1998].

### 3.4 Impedancias vistas por el relevador de distancia ante diferentes tipos de falla.

En la Figura 3.3 se muestra un diagrama unifilar de un sistema trifásico, se considera que el relevador  $R_{ab}$  es una protección de distancia para proteger la línea  $B_2$ - $B_3$  de la Figura 3.3. La estimación de la impedancia vista por los relevadores de distancia se dividen en seis lazos o unidades de medición de impedancia: tres para medir impedancia entre fases y por tanto detectar fallas entre fases (AB, BC y CA) también conocidas como unidades de fase y otras 3 unidades que detectan fallas de fase a tierra conocidas como unidades de tierra (AN, BN, CN). Las seis unidades mencionadas se localizan dentro de un solo relevador de distancia.

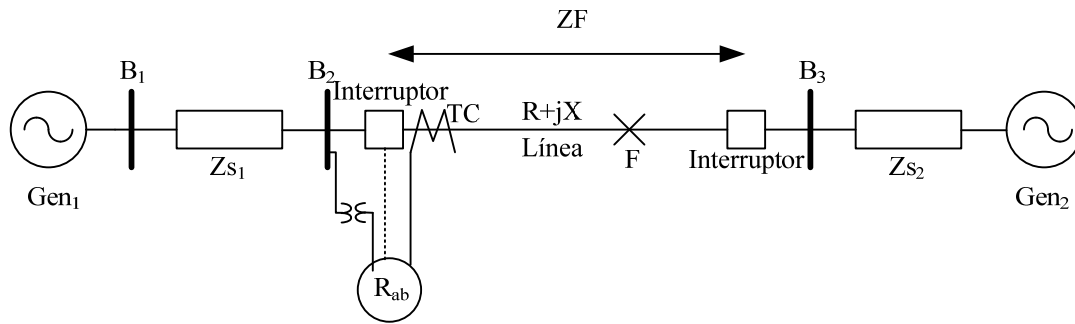


Figura 3.3 Diagrama unifilar de un sistema trifásico [Sebastián y Rosas, 2008].

#### Impedancia para fallas entre fases.

Para calcular la impedancia vista por el relevador de distancia para fallas entre fases se requiere del uso de componentes simétricas. Para este análisis, se supone una falla ubicada entre fases b-c en el punto F de la Figura 3.3, la red resultante se muestra en la Figura 3.4.

De la Figura 3.3 se tiene que los voltajes en el punto de falla son:

$$E_{1F} = E_{2F} \tag{3.1}$$

$$I_1 = -I_2 \tag{3.2}$$

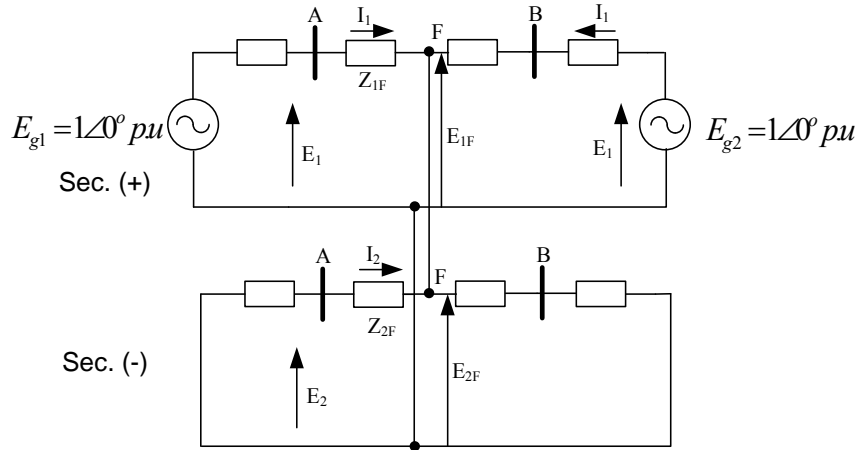


Figura 3.4 Conexión de las redes de secuencia para falla entre fases b y c [Sebastián y Rosas, 2008].

Utilizando la transformación de componentes simétricas a componentes de fase, se obtiene los voltajes de fase:

$$E_b = E_0 + E_1 + E_2 \quad 3.3$$

$$E_b = E_0 + a^2 E_1 + a E_2 \quad 3.4$$

$$E_c = E_0 + a E_1 + a^2 E_2 \quad 3.5$$

Y las corrientes de fase:

$$I_a = I_0 + I_1 + I_2 \quad 3.6$$

$$I_b = I_0 + a^2 I_1 + a I_2 \quad 3.7$$

$$I_c = I_0 + a I_1 + a^2 I_2 \quad 3.8$$

Impedancia de falla vista por el relevador  $R_{bc}$ , ante una falla bifásica entre bc.

Se asume entonces que el relevador para poder detectar fallas entre fases BC requiere de los voltajes y corrientes que se muestran en la ecuación 2.9.

$$Z_{Rbc} = \frac{E_b - E_c}{I_b - I_c} \quad 3.9$$

Sustituyendo las ecuaciones 3.4, 3.5, 3.7, 3.8 en 3.9 se obtiene:



$$Z_{Rbc} = \frac{(E_0 + a^2 E_1 + a E_2) - (E_0 + a E_1 + a^2 E_2)}{(I_0 + a^2 I_1 + a I_2) - (I_0 + a I_1 + a^2 I_2)} \quad 3.10$$

$$Z_{Rbc} = \frac{(a^2 - a)E_1 - (a^2 - a)E_2}{(a^2 - a)I_1 - (a^2 - a)I_2} \quad 3.11$$

$$Z_{Rbc} = \frac{(a^2 - a)(E_1 - E_2)}{(a^2 - a)(I_1 - I_2)} = \frac{(E_1 - E_2)}{(I_1 - I_2)} \quad 3.12$$

Aplicando leyes de voltajes de Kirchoff al circuito de la Figura 3.3, se obtiene la impedancia de secuencia positiva  $Z_{1F}$ .

$$-E_1 + I_1 Z_{1F} - I_2 Z_{1F} + E_2 = 0$$

$$I_1 Z_{1F} - I_2 Z_{1F} = E_1 - E_2$$

$$(I_1 - I_2) Z_{1F} = (E_1 - E_2)$$

$$Z_{1F} = \frac{(E_1 - E_2)}{(I_1 - I_2)} \quad 3.13$$

Además, como el relevador conectado entre las fases falladas, está representado por la ecuación 2.9, entonces se cumple la igualdad:

$$Z_{Rbc} = \frac{(E_b - E_c)}{(I_b - I_c)} = \frac{(E_1 - E_2)}{(I_1 - I_2)} = Z_{1f} \quad 3.14$$

Así el relevador de distancia  $R_{bc}$  que está alimentado por las diferencias de voltaje y corrientes de línea, de las fases b-c, mide la impedancia de secuencia positiva de falla  $Z_{1f}$ , cuando la falla ocurre entre estas fases.

#### Impedancia de falla vista por el relevador $R_{ab}$ , ante una falla bifásica b-c.

La diferencia de voltajes y corrientes de las fases a-b que alimentan al relevador  $R_{ab}$  está dado por:

$$Z_{Rab} = \frac{Ea - Eb}{Ia - Ib} \quad 3.15$$

Sustituyendo las ecuaciones 3.3, 3.4, 3.6 y 3.7 en la ecuación 3.15.





$$Z_{Rab} = \frac{(E_0 + E_1 + E_2) - (E_0 + a^2 E_1 + a E_2)}{(I_0 + I_1 + I_2) - (I_0 + a^2 I_1 + a I_2)} \quad 3.16$$

$$Z_{Rab} = \frac{(1 - a^2)E_1 - (a - 1)E_2}{(1 - a^2)I_1 - (a - 1)I_2} \quad 3.17$$

Donde la ecuación 2.17 es la  $Z$  de falla vista por el relevador  $R_{ab}$ .

Impedancia de falla vista por el relevador  $R_{ca}$ , ante una falla bifásica b-c.

El relevador  $R_{ca}$  se alimenta de la diferencia de voltajes y corrientes como se muestra en la ecuación 3.18.

$$Z_{Rca} = \frac{Ec - Ea}{Ic - Ia} \quad 3.18$$

Sustituyendo las ecuaciones 3.3, 3.5, 3.6, y 3.8 en 3.18 se obtiene:

$$Z_{Rca} = \frac{(aE_1 + a^2 E_2 + E_0) - (E_1 + E_2 + E_0)}{(aI_1 + a^2 I_2 + I_0) - (I_1 + I_2 + I_0)} \quad 3.19$$

$$Z_{Rca} = \frac{(a - 1)E_1 - (1 - a^2)E_2}{(a - 1)I_1 - (1 - a^2)I_2} \quad 3.20$$

Entonces  $Z$  vista por el relevador  $R_{ca}$ , ante una falla entre las fases b-c está dada por la ecuación 2.20.

**Fallas de doble línea a tierra.**

Se considera una falla de las fases b-c-g en el punto F de la Figura 3.3, el análisis de esta falla se hace utilizando componentes simétricas, red resultante se muestra en la Figura 3.5.

De la Figura 3.5 se tiene que los voltajes en el punto de falla son:

$$\begin{aligned} E_{1F} &= E_1 - Z_{1F} I_1 \\ E_{2F} &= E_2 - Z_{2F} I_2 \\ E_{0F} &= E_0 - Z_{0F} I_0 \end{aligned} \quad 3.21$$

De la ecuación 3.21 se puede concluir que para este tipo de falla el relevador conectado entre fases b-c, también medirá la impedancia de secuencia positiva a la falla, como en el caso de la falla entre las fases b-c, por la igualdad de  $E_{1F}$  y  $E_{2F}$ , en el punto de falla, como se observa en la Figura 3.5.

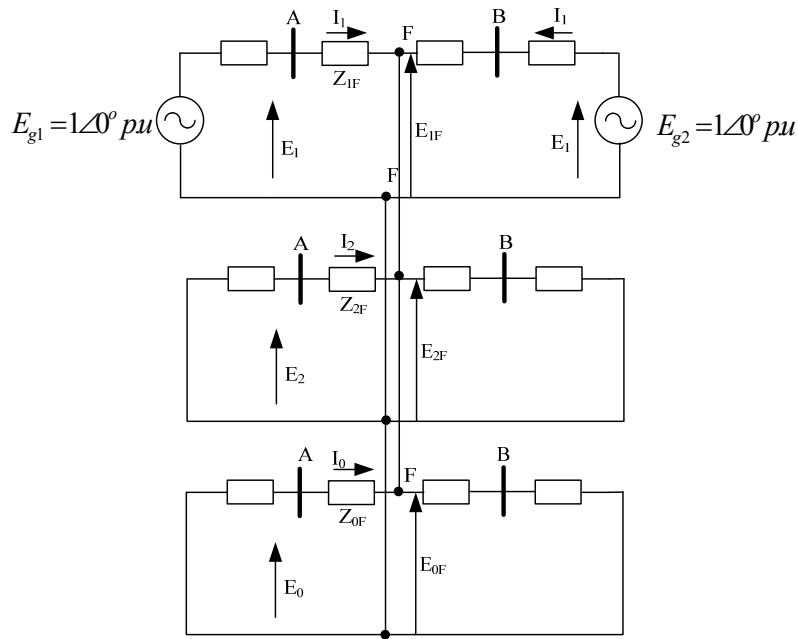


Figura 3.5 Conexión de las red de secuencia para falla de doble línea a tierra [Sebastián y Rosas, 2008].

### Falla de línea a tierra

Finalmente, una falla monofásica en el punto F de la Figura 3.3, es analizada utilizando componentes simétricas, para obtener la conexión de las redes de secuencia, tal como se muestra en la Figura 3.6.

De la Figura 3.6 se observa que en el punto de falla se tiene.

$$I_1 = I_2 = I_0 \quad 3.22$$

Se considera que  $Z_{1F} = Z_{2F}$ , por lo tanto los voltajes en el punto de falla son:

$$E_{1F} = E_1 - Z_{1F} I_1 \quad 3.23$$

$$E_{2F} = E_2 - Z_{2F} I_2 \quad 3.24$$

$$E_{0F} = E_0 - Z_{0F} I_0 \quad 3.25$$

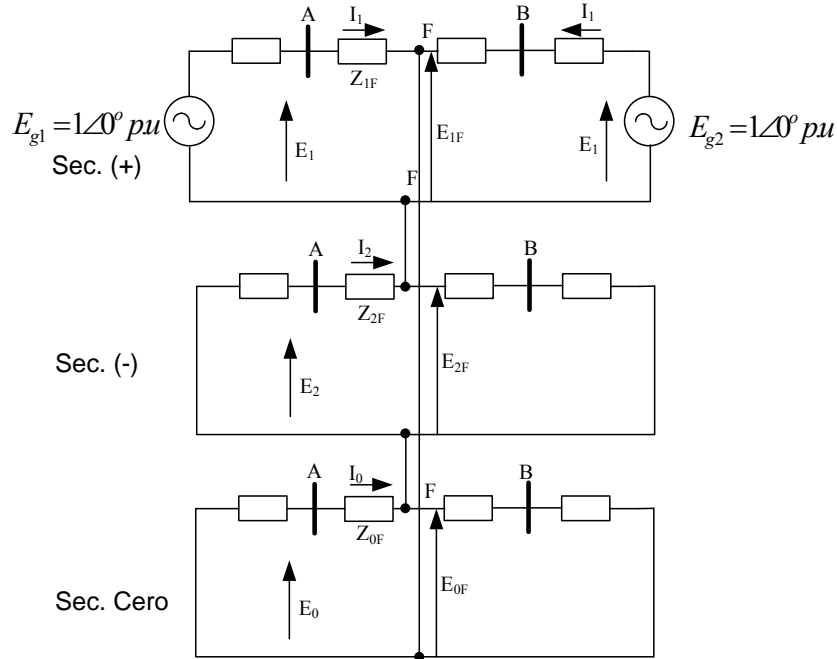


Figura 3.6 Conexión de las redes de secuencia para una falla de fase a tierra [Sebastián y Rosas, 2008].

Impedancia vista por el relevador  $R_{ag}$  ante una falla de fase a tierra a-g.

De (3.3) se tiene que el voltaje en el punto de falla  $E_{aF}$  está dada por:

$$E_{aF} = E_{1F} + E_{2F} + E_{0F} = 0 \tag{3.26}$$

Sustituyendo 3.23, 3.24, 3.25 en 3.26, se tiene

$$E_{aF} = E_1 - Z_{1F}I_1 + E_2 - Z_{1F}I_2 + E_0 - Z_{0F}I_0 \tag{3.27}$$

Como está definido en 3.26,  $E_{aF}=0$ , por lo tanto

$$(E_1 + E_2 + E_0) - Z_{1F}(I_1 + I_2) - Z_{0F}I_0 = 0$$

$$E_a - Z_{1F}I_a - (Z_{0F} - Z_{1F})I_0 = 0 \tag{3.28}$$

Donde  $E_a$  sustituye a la suma de  $(E_1 + E_2 + E_0)$ ,  $I_a$  sustituye a la suma de  $(I_1 + I_2 + I_0)$ . Por otro lado se propone que:  $E_a = Z_{1F}I'_a$ , por lo tanto al substituirlo en la ecuación 3.28 se obtiene:

$$Z_{1F}I'_a = Z_{1F}I_a + (Z_{0F} - Z_{1F})I_0$$

$$I'_a = \frac{Z_{1F}I_a}{Z_{1F}} + \frac{(Z_{0F} - Z_{1F})}{Z_{1F}}I_0$$



$$I'_a = I_a + \frac{(Z_{0F} - Z_{1F})}{Z_{1F}} I_0 \quad 3.29$$

Donde m. sustituye a  $\frac{Z_0 - Z_1}{Z_1}$ , finalmente la corriente compensada  $I'_a$  está dada por:

$$I'_a = I_a + mI_0 \quad 3.30$$

Donde  $Z_{0F}$  y  $Z_{1F}$  en la ecuación 3.29, son impedancias de secuencia positiva y cero de la línea protegida. El factor m se conoce como factor de compensación. El cual compensa la corriente de fase para tomar en cuenta el acoplamiento mutuo entre la fase y las fases sin falla. Por lo tanto, para medir correctamente la impedancia que mide el relevador  $R_{ag}$ , este debe estar alimentado por:

$$R_{ag} = \frac{E_a}{I'_a} = Z_{1f} \quad 3.31$$

Impedancia medida por el relevador  $R_{bg}$  ante una falla de fase a tierra b-g

De la ecuación 3.4, tenemos que:

$$Eb_F = a^2 E_{1F} + aE_{2F} + E_{0F} = 0 \quad 3.32$$

Sustituyendo las ecuaciones 3.25, 3.24, 3.25 en 3.32, se tiene

$$Eb_F = (E_0 + a^2 E_1 + aE_2) - (Z_0 I_0 + a^2 Z_1 I_1 + aZ_1 I_2) \quad 3.33$$

Como está definido en la ecuación 3.32  $Eb_F=0$ , por lo tanto

$$(E_0 + a^2 E_1 + aE_2) - Z_{1F} (I_0 + a^2 I_1 + aI_2) - (Z_{0F} - Z_{1F}) I_0 = 0 \quad 3.34$$

$$E_b - Z_{1F} I_b - (Z_{0F} - Z_{1F}) I_0 = 0 \quad 3.35$$

Donde  $E_b$  sustituye a la suma de  $(E_0 + a^2 E_1 + aE_2)$ ,  $I_b$  sustituye a la suma de  $(I_1 + I_2 + I_0)$ .

Por otro lado se propone que:  $E_a = Z_{1F} I'_b$ , por lo tanto al substituirlo en la ecuación 3.35 se obtiene que:

$$Z_{1F} I'_b = Z_{1F} I_b + (Z_{0F} - Z_{1F}) I_0$$

$$I'_b = \frac{Z_{1F} I_b}{Z_{1F}} + \frac{(Z_{0F} - Z_{1F})}{Z_{1F}} I_0$$

$$I'_b = I_b + \frac{(Z_0 - Z_1)}{Z_1} I_0 = I_b + mI_0 \quad 3.36$$



Donde m, sustituye a  $\frac{Z_0 - Z_1}{Z_1}$ . Por lo tanto, la impedancia que mide el relevador para este tipo de falla.

$$E_b - Z_{1F} I'_b = 0$$

$$R_{bg} = \frac{E_b}{I'_b} = Z_{1F} \quad 3.37$$

Impedancia vista por el relevador  $R_{cg}$  ante una falla de fase a tierra c-g.

De la ecuación 2.5  $E_{cF}=0$ , como se definió en 3.26, se tiene

$$Ec_F = E_{0F} + aE_{1F} + a^2 E_{2F} \quad 3.38$$

Sustituyendo y considerando  $Ec_F=0$  como se definió en 3.26, se tiene

$$(E_0 + aE_1 + a^2 E_2) - (Z_0 I_0 + aZ_1 I_1 + a^2 Z_1 I_2) = 0 \quad 3.39$$

$$(E_0 + aE_1 + a^2 E_2) - Z_{1F} (aI_1 - a^2 I_2) - Z_{0F} I_0 - Z_{1F} I_0 + Z_{1F} I_0 = 0 \quad 3.40$$

$$(E_0 + aE_1 + a^2 E_2) - Z_{1F} (I_0 + aI_1 + a^2 I_2) - (Z_{0F} - Z_{1F}) I_0 = 0 \quad 3.41$$

$$E_c - Z_{1F} I_c - (Z_{0F} - Z_{1F}) I_0 = 0 \quad 3.42$$

Donde  $E_c$  sustituye a la suma de  $(E_0 + aE_1 + a^2 E_2)$ , e  $I_c$  sustituye a la suma de las corrientes. Por otro lado se propone que:  $E_a = Z_{1F} I'_c$ , por lo tanto al sustituirlo en la ecuación 3.41 se obtiene que:

$$Z_{1F} I'_c = Z_{1F} I_c + (Z_{0F} - Z_{1F}) I_0$$

$$I'_c = \frac{Z_{1F} I_c}{Z_{1F}} + \frac{(Z_{0F} - Z_{1F})}{Z_{1F}} I_0$$

$$I'_c = I_c + \frac{(Z_0 - Z_1)}{Z_1} I_0 = I_c + m I_0 \quad 3.43$$

Donde m, sustituye a  $\frac{Z_0 - Z_1}{Z_1}$

Por lo tanto, la impedancia que mide el relevador para este tipo de falla.

$$E_c - Z_{1F} I'_c = 0$$



$$R_{cg} = \frac{E_c}{I_c} = Z_{1F} \quad 3.44$$

**Falla trifásica.**

El análisis en componentes simétricas para este tipo de falla, determina la ausencia de las componentes de secuencia cero y secuencia negativa, tal como lo muestra la Figura 3.7.

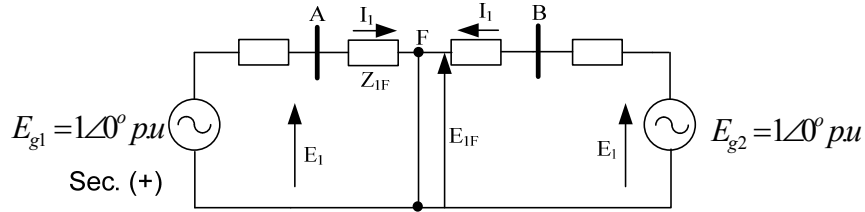


Figura 3.7 Red de secuencia positiva para una falla trifásica[Sebastián y Rosas, 2008].

Considerando que en el punto de falla

$$E_0 = E_2 = 0, I_0 = I_2 = 0 \quad 3.45$$

De lo anterior se tiene que las cantidades de fase de las corrientes y voltajes son:

$$Ea = E_1 \quad Eb = a^2 E_1 \quad Ec = a E_1 \quad 3.46$$

$$Ia = I_1 \quad Ib = a^2 I_1 \quad Ic = a I_1 \quad 3.47$$

Por lo tanto, los relevadores de fase  $R_{ab}$ ,  $R_{bc}$ ,  $R_{ca}$  pueden ser analizados utilizando componentes simétricas como se muestra a continuación:

Relevador  $R_{ab}$

$$Z_{Rab} = \frac{Ea - Eb}{Ia - Ib} = \frac{(E_1 - a^2 E_1)}{(I_1 - a^2 I_1)} = \frac{(1 - a^2) E_1}{(1 - a^2) I_1} = \frac{E_1}{I_1} = Z_{1F} \quad 3.48$$

Relevador  $R_{bc}$

$$Z_{Rbc} = \frac{Eb - Ec}{Ib - Ic} = \frac{(a^2 E_1 - a E_1)}{(a^2 I_1 - a I_1)} = \frac{(a^2 - a) E_1}{(a^2 - a) I_1} = \frac{E_1}{I_1} = Z_{1F} \quad 3.49$$

Relevador  $R_{ca}$

$$Z_{Rca} = \frac{Ec - Ea}{Ic - Ia} = \frac{(a E_1 - E_1)}{(a I_1 - I_1)} = \frac{(a - 1) E_1}{(a - 1) I_1} = \frac{E_1}{I_1} = Z_{1F} \quad 3.50$$



De las ecuaciones 3.48, 3.49, 3.50 se concluye que todos los relevadores de fase, miden la impedancia de secuencia positiva para esta falla, correspondiente a la ubicación del relevador al punto de falla.

Mientras que los relevadores de tierra  $R_{ag}$ ,  $R_{bg}$  y  $R_{cg}$ , a partir de un análisis en componentes simétricas se obtiene las ecuaciones 3.52, 3.54, 3.56

Relevador  $R_{ag}$

$$Z_{R_{ag}} = \frac{E_a}{I'_a} = \frac{E_a}{I_a + \frac{(Z_0 - Z_1)}{Z_1} I_0} \quad 3.51$$

Como se definió en la ecuación 3.45  $I_0=0$ , por lo tanto

$$Z_{R_{ag}} = \frac{E_a}{I'_a} = \frac{E_1}{I_1} = Z_{1F} \quad 3.52$$

Relevador  $R_{bg}$

$$Z_{R_{bg}} = \frac{E_b}{I'_b} = \frac{E_b}{I_b + \frac{(Z_0 - Z_1)}{Z_1} I_0} \quad 3.53$$

Como se definió en la ecuación 3.45  $I_0=0$ , por lo tanto

$$Z_{R_{bg}} = \frac{E_b}{I'_b} = \frac{E_1}{I_1} = Z_{1F} \quad 3.54$$

Relevador  $R_{cg}$

$$Z_{R_{cg}} = \frac{E_c}{I'_c} = \frac{E_c}{I_c + \frac{(Z_0 - Z_1)}{Z_1} I_0} \quad 3.55$$

Como se definió en la ecuación 3.45  $I_0=0$ , por lo tanto

$$Z_{R_{cg}} = \frac{E_c}{I'_c} = \frac{E_1}{I_1} = Z_{1F} \quad 3.56$$

### 3.5 Problemas comunes de la protección de distancia.

#### Contribución de corriente de falla

La protección de respaldo, como se sugiere en la Figura 3.1 es ideal y rara vez obtenible en la práctica, la mayoría de las barras tienen múltiples líneas de longitudes diferentes y con fuentes de potencia en sus extremos remotos. Un ejemplo típico es ilustrado en la Figura



3.8. El relevador en el interruptor 1, el bus G protegiendo la línea GH observa las líneas HR y HS extendidas desde la barra H. Donde la línea HR es corta y la línea HS el larga, la zona 2 ajustada para el 50% de la línea HR cubrirá solamente un pequeño porcentaje de la línea HS. Ajustando para el 50% de la línea HS esto resultaría en posible sobrealcance y mal coordinación con  $Z_2$  de la línea HR al menos que el tiempo  $T_2$  sea incrementado. Este problema es multiplicado con otras líneas de diferentes longitudes extendidas desde la barra H. Sin embargo, el alcance no será como el indicado debido al “efecto *infeed*”.

La corriente de falla de otras líneas causara que el relevador 1 subalcance. Este efecto puede ser visto al considerar una falla trifásica sólida en F. Con  $B_F=0$ , los relevadores en 1 reciben corriente  $I_{GH}$ , pero el voltaje de la barra G es la caída de  $Z_{GH}I_{GH} + nZ_{HS} (I_{GH} + I_{HR})$ . De este modo, el relevador en 1 “ve” una impedancia aparente de

$$Z_{aparente} = \frac{Z_{GH}I_{GH} + nZ_{HS}(I_{GH} + I_{HR})}{I_{GH}} \quad 3.57$$

$$= Z_{GH} + nZ_{HS} + \frac{I_{HR}}{I_{GH}}(nZ_{HS})$$

Este es un valor más grande por el tercer término,  $\frac{I_{HR}}{I_{GH}}(nZ_{HS})$ , que la impedancia real, que es

$$Z_{GH} + nZ_{HS} \quad 3.58$$

Como resultado, el relevador 1 cuando se ajusta a un valor de impedancia actual de la ecuación 3.58 podría no ver la falla F; en otras palabras, el relevador “subalcanza” como un resultado de la contribución de falla de otras líneas conectadas al bus H. Ajustando los relevadores para el valor de impedancia aparente se tiene el peligro de sobrealcance y mala coordinación cuando los *infeeds* son distantes o cambiados por operación de sistema.

El efecto debido a *infeed* puede ser muy grande y también variable cuando una gran parte de la corriente de falla es suministrada por los otros circuitos. El relevador subalcanza conforme se acerque al bus remoto, pero no del todo. En la protección primaria el efecto es menor sin embargo aun debe tomarse en cuenta [Blackburn, 1998].



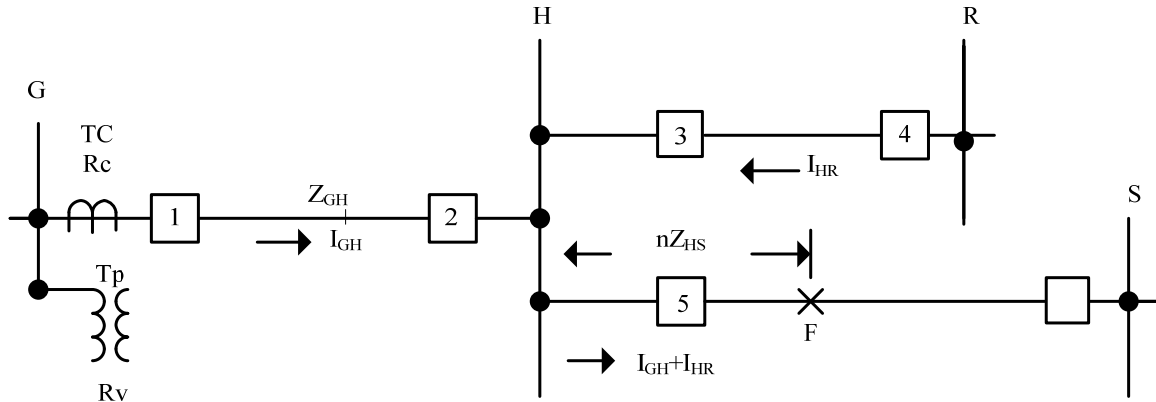


Figura 3.8 Protección para muchas líneas e *infeed* en una barra remota[Blackburn, 1998].

### Resistencia de falla.

En el desarrollo de ecuaciones de relevadores de distancia, se asume que la falla bajo consideración es ideal (es decir resistencia cero) o corto circuito sólido. En realidad, para fallas que involucran múltiples fases el arco de falla será entre dos conductores de alto voltaje, mientras para fallas a tierra la trayectoria de prefalla puede consistir de un arco eléctrico entre el conductor de alto voltaje y un objeto aterrizado como el conductor protector, o la torre por sí misma.

En cualquier caso, la trayectoria de falla tendrá una resistencia en esta, la cual puede consistir de una resistencia de arco o una resistencia de arco en serie con la resistencia de pie de la torre en el caso de una falla a tierra. La resistencia de pie de la torre es prácticamente constante durante la falla (con rangos entre 5 y 50  $\Omega$ ), mientras la resistencia de arco cambia en tiempo como la corriente de falla fluya. Durante el periodo temprano del arco, en los primeros pocos milisegundos, la resistencia de arco es insignificante, y como la duración del arco aumente, la resistencia de arco incrementa. Para consideraciones de la protección, generalmente se asume que la resistencia de arco es constante, dada por una fórmula empírica.

$$R_{arc} = \frac{76V^2}{S_{sc}} \quad 3.59$$

Donde  $V$  es el voltaje de sistema en kV y  $S_{sc}$  es la capacidad de corto circuito en kVA en la localización de falla. La resistencia de falla introduce un error en la distancia de falla estimada, y por lo tanto puede crear una operación desconfiable de un relevador de distancia.

### Voltaje cero.

La ecuación de punto de balance para un relevador direccional es equivalente a  $[VI \sin(\theta + \phi) = 0]$ , mientras para un relevador *mho* corresponde a la ecuación



$[V = IZ_r \sin(\theta + \phi)]$ . En  $V=0$ , ambas ecuaciones llevan a operación incierta. La ecuación del relevador direccional es satisfecha por cualquier valor de  $I$  y  $\theta$  para  $V=0$ , mientras que para la ecuación de relevador *mho*, si  $V$  es cero, el ángulo entre  $V$  e  $IZ_r$ , no puede ser determinado y la operación del relevador es incierta. Consecuentemente, un voltaje cero de falla cero probablemente provoca que los relevadores pierdan su dirección.

Es posible diseñar relevadores que superen el problema de fallas cercanas con voltaje cero. Una técnica común es proporcionar circuito de acción de memoria en la bobina de voltaje, durante la depresión transitoria que sostendrá el voltaje de prefalla en el circuito polarizado para unos pocos de ciclos después de que ocurra la falla de voltaje cero.

La acción de memoria requiere que el voltaje de prefalla visto por el relevadores sea normal, o lo más próximo a lo normal.

Puesto que los relevadores instantáneos no son direccionales, estos no se pueden ajustar para discriminar entre fallas en la zona protegida y para fallas detrás del relevador. Una solución común es usar un relevador de sobrecorriente instantánea que normalmente no está en operación, pero opera tan pronto como los interruptores cierran [Horowitz y Phadke, 2008].

### **Compensación en la línea de transmisión.**

Se puede pensar que los sistemas de transmisión normalmente operan sin complicaciones, y que los relevadores de sobrecorriente, distancia o direccional pueden ser aplicados en una manera directa para proporcionar protección confiable. Hay elementos de transmisión primarios, sin embargo, que trastornan esta suposición. En particular, capacitores serie que están instalados para incrementar carga o márgenes de estabilidad, o reactores serie que son usados para limitar corrientes de corto circuito, y pueden de manera significativa afectar la protección de la línea [Horowitz y Phadke, 2008].

#### *Capacitores Series.*

Un capacitor serie puede trastornar la premisa básica sobre la cual los principios de protección de distancia y direccional se fundamentan. Normalmente se asume que la corriente de falla invierte su dirección solamente para fallas en ambos lados de un relevador, y que la relación de voltaje a corriente en una localización de relevador es una medición de la distancia a la falla. Un capacitor serie introduce una discontinuidad en la componente reactiva de la impedancia aparente como la falla se mueve desde el relevador hasta, y más allá, del capacitor (Figura 3.9). Dependiendo del tamaño y localización del capacitor, el ajuste del relevador de distancia puede o no ser posible. Considere una falla en F1 en la Figura 3.9. La corriente de falla ahora adelanta el voltaje, y es indistinguible de las condiciones resultantes de una falla en la dirección inversa. Como la falla se mueve hacia F2, la cual es el límite de zona 1, la impedancia aparente sigue la trayectoria mostrada en el diagrama  $R-X$ . En esta situación, el relevador de distancia en  $R_{ac}$  fallara a operar para F1. Se debe recordar que la mayoría de los capacitores serie son equipados con dispositivos de



protección a través de sus terminales, tales como gaps, supresores o circuitos interruptores. El efecto de estos dispositivos de protección es el de poner en corto circuito, o puenteo a los capacitores en presencia de falla. Así que, los relevadores de distancia pueden hacerse lo bastante lentos a tal grado que los capacitores serie son primero puestos fuera de servicio por sus dispositivos de protección, y ya después la operación normal del relevador de distancia se restaura. Un esquema alternativo para protección de líneas de transmisión con capacitores serie es usar protección de comparación de fase usando canal de comunicación [Horowitz y Phadke, 2008].

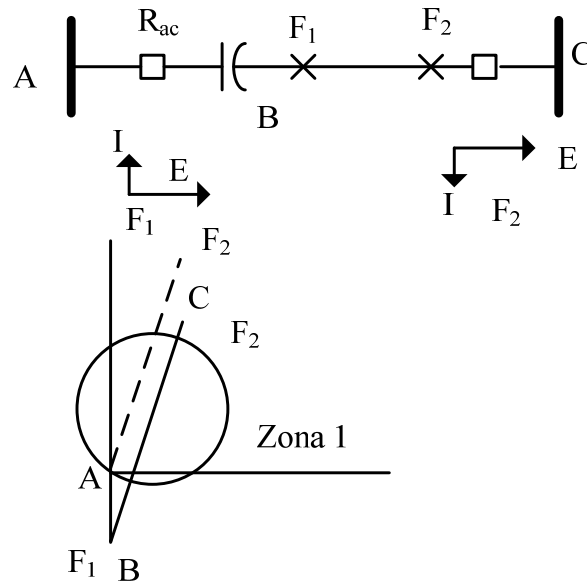


Figura 3.9 Diagrama R-X con un capacitor serie [Horowitz y Phadke, 2008].

### Reactores serie.

Los reactores serie introducen impedancia en la línea, pero puesto que el ángulo del reactor es casi  $90^\circ$ , similar al de la línea de transmisión, Hay muy poca discontinuidad en el diagrama  $R-X$ . Esto es ilustrado en la Figura 3. 10. Si el reactor puede ponerse fuera de servicio, la impedancia de línea cambiará, y debe ser considerada con el cambio de los ajustes de zona del relevador. Los reactores serie también afectan el ajuste de los relevadores de sobrecorriente, puesto que la corriente de corto circuito es influenciada por el reactor serie. Sin embargo, como los reactores serie son usualmente requeridos para limitar niveles de corto circuito, rara vez son puestos fuera de servicio sin tener que poner la línea fuera de servicio también. Consecuentemente los reactores se consideran presentes, y por tanto se ajustan los relevadores de línea de acuerdo a esta premisa. Sin embargo, en el evento poco probable de que el reactor sea puesto fuera de servicio, la impedancia de línea será reducida. Asumiendo que no hay cambios en el ajuste de relevador, el relevador ahora vera más allá de su zona de protección, es decir este ahora sobrealcanza su zona de protección deseada [Horowitz y Phadke, 2008].

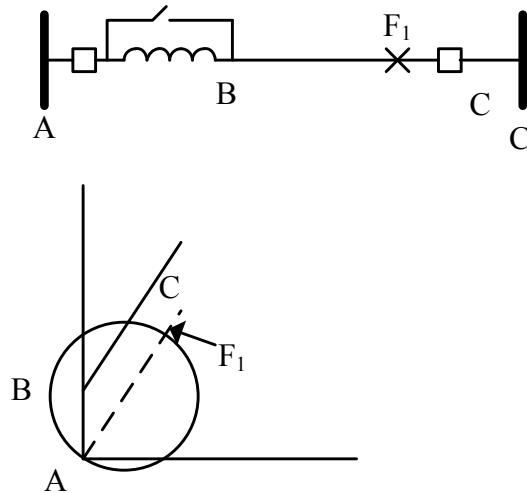


Figura 3. 10 Diagrama R-X con un reactor serie [Horowitz y Phadke, 2008].

*Dispositivos en Derivación.*

Los reactores y capacitores en derivación son instalados por razones completamente diferentes, aunque vinculada a la línea por si misma usualmente no tienen un impacto significativo en los relevadores de protección de línea de transmisión. Hay una corriente de carga en estado estacionario asociada con los dispositivos en derivación que es vista por los relevadores de línea, pero el margen usado en diferenciar entre carga y corrientes de corto circuito es usualmente suficiente para evitar algún problema. Si aun persistiese este problema, no sería muy complicado obtener la medición de TCs de los dispositivos en derivación de forma tal que la corriente de error introducida por el elemento sea removida de la medición del relevador de la línea. (Figura 3.11) [Horowitz y Phadke, 2008].

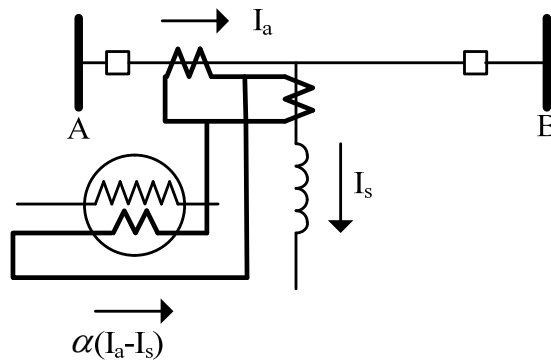


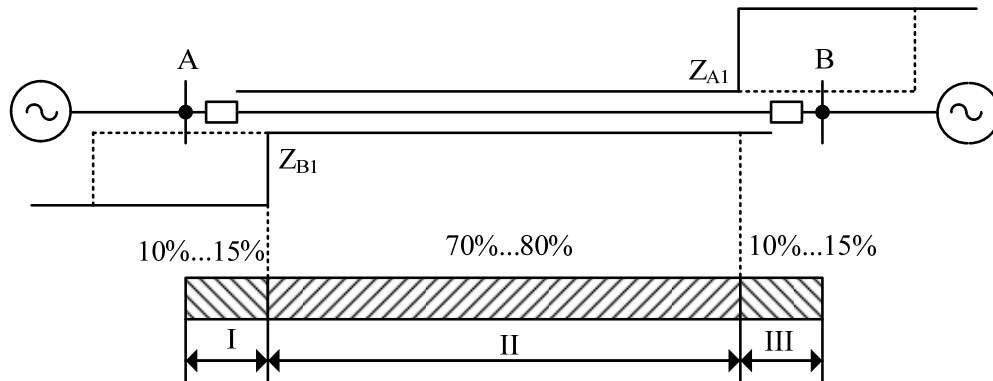
Figura 3.11 Compensación de corriente en paralelo en un relevador [Horowitz y Phadke, 2008].

**3.6 Protección de distancia con canales de señalización.**

Una unidad de protección muy rápida es un requerimiento esencial para proteger de manera eficiente las líneas de transmisión y subtransmisión. Los relevadores de distancia con zonas



coordinadas por tiempo permiten aislar fallas en 70 a 80% de la longitud de la línea (Figura 3.12) sin ningún retardo de tiempo. Usando canales de comunicación para el cambio de información de extremo-extremo, un esquema de teleprotección puede ser capaz de despejar selectivamente toda la falla del elemento protegido sin retardo de tiempo (Figura 3.13).



- Falla en la sección II: Disparo rápido en ambos extremos de la línea por la zona de subalcance.
- Falla en la sección I y II: Disparo retardado en el extremo remoto por zona 2 ( $t_2$ ). El Disparo rápido requiere intercambio de información entre ambos extremos

Figura 3.12 Protección de distancia planeada por zonas de tiempo: disparo rápido y retardado [Ziegler, 2006].

En este esquema de protección, los relevadores deben transmitir ya sea una señal de comunicación de tipo permisivo o bloqueo, dependiendo si es un esquema de bloqueo o permisivo implementado. En cualquier caso solo señales simples *si/no* deben ser transferidas.

Los esquemas de teleprotección tradicional usan técnicas de transmisión de señales análogas, sobre todo canales PLC (portadora de línea de potencia). Es tos esquemas de protección de emplean comunicación digital vía fibra óptica dedicada y/o redes de comunicación de datos.

Los siguientes medios de comunicación aplicados son [Ziegler, 2006]:

- Conductores piloto para distancia de hasta aproximadamente de 25 km.
- Canales PLC (transmisión de portadora de potencia de línea en líneas de alto voltaje) para líneas de hasta aproximadamente 400 km.
- Radio direccional para hasta aproximadamente 50 km; largas distancia a través de estaciones de relevadores.
- Fibras ópticas dedicadas hasta aproximadamente 150 km; distancias más largas con amplificadores repetidores.
- Redes de transmisión digital.

El tiempo de transmisión de señal en dispositivos de transmisión de datos de protección de frecuencia de voz (VF teledisparo) es aproximadamente 15-20 ms. En estos canales de cambio de frecuencia se usa una técnica de demodulación que da buena inmunidad contra

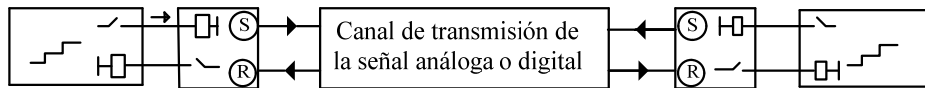


interferencia. Los canales de frecuencia de voz pueden ser realizados por una sola banda lateral PLC (portadora de línea de potencia), microondas análogas o conductoras piloto.

En el caso de PLC con claves directas encendido/apagado de la portadora de alta frecuencia (amplitud modulada) el tiempo de transmisión es reducido hasta aproximadamente 5 ms. Como un resultado de la baja confiabilidad de este medio, este método es solamente usado con esquemas de bloqueo.

La comunicación de datos vía fibra óptica con transmisión digital ha introducido una variedad de nuevas posibilidades [Ziegler, 2006].

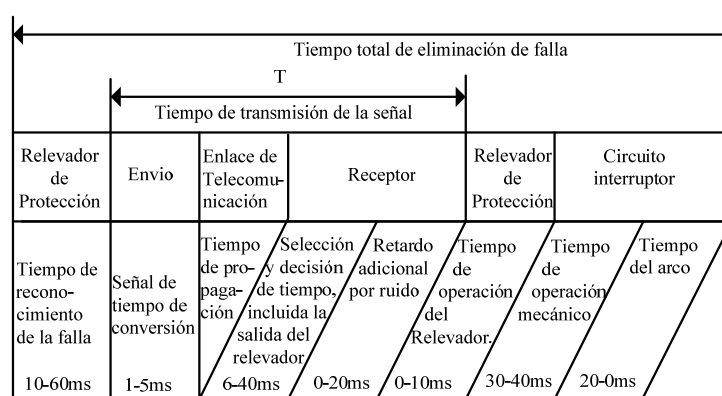
- Fibras ópticas dedicadas que ofrecen condiciones ideales en términos de velocidad, seguridad y dependabilidad. Prácticamente no hay interferencia para la codificación de los datos transmitidos, y la seguridad alcanzada es extremadamente alta. El tiempo de transmisión de la señal está debajo de los 5ms.
- Dispositivos de comunicación óptica especial usando diodos laser alcanza distancias de aproximadamente 150 km sin estaciones repetidoras intermedias.



Protección de Distancia con señal de comparación lógica      Dispositivo De señal de transmisión      Medio:      Dispositivo De señal de transmisión      Protección de Distancia con señal de comparación lógica

- Hilo
- PLC
- Microonda
- Fibra optica.

a) Sistema de comunicación de protección



b) Tiempos de operación.

Figura 3.13 Protección de distancia usando comunicación [Ziegler, 2006].



### **3.6.1. Clasificación de los esquemas de protección de distancia que usan canal de comunicación.**

Los sistemas pueden ser clasificados por dos categorías [Blackburn, 1998]:

1. Por uso de canal:
  - a. Canal que en caso de falla no es requerido para realizar una operación de disparo; conocido como sistemas bloqueados.
  - b. Canales que son requeridos en caso de falla para operaciones de disparo; conocidos como sistemas de disparo transferido.
2. Principios para detectar fallas:
  - a. Dirección del flujo de potencia, conocido como comparación direccional
  - b. La posición de fase relativa de las corrientes, conocido como comparación de fase
  - c. Reflexión de onda desde una falla: aplicado principalmente en líneas de extra alta tensión.

Un esquema de protección en particular es usualmente descrito o identificado por una combinación de las dos primeras categorías. Los principales esquemas en uso pueden ser identificados más específicamente por:

#### **A. Sistemas de comparación direccional.**

1. Bloqueo por comparación direccional
2. Desbloqueo por comparación direccional
3. Disparo transferido de sobrealcance.
4. Disparo transferido de subalcance.
  - a. Del tipo no permisivo
  - b. Del tipo permisivo.

#### **B. Sistemas de comparación de fase**

1. Hilo piloto.
2. Comparación de una sola fase: bloqueo.
3. Comparación de doble fase: desbloqueo
4. Comparación de doble fase: disparo transferido
5. Comparación de fase segregada.

#### **C. Comparación de onda direccional.**

### **3.6.1.1. Técnica de bloqueo por comparación direccional (DCB).**

Para estos sistemas, la señal transferida es utilizada para bloquear la protección durante fallas externas.



Protección de distancia con bloqueo (Bloqueo por Comparación Direccional DCB).

Este procedimiento requiere dos zonas de distancia:

1. Una zona de arranque rápido que envía la señal de bloqueo al extremo remoto cuando la falla está fuera de la zona protegida, en la dirección inversa.
2. Una zona de sobrealcance direccional en la dirección hacia delante, que inhibe el bloqueo de señal durante fallas en la dirección hacia delante, e inicia disparo del interruptor si no está presente la señal de bloqueo desde el extremo remoto.

La Figura 3.14 muestra el arreglo clásico de las zonas para un relevador *mho* con la lógica asociada de este procedimiento.

El alcance inverso de la señal de bloqueo transmitida de zona debe ser más grande que la zona de sobrealcance de disparo del relevador en el extremo remoto.

Los ajustes típicos son:

-Zona de disparo:  $130\%Z_L$

-Alcance inverso de la zona de bloqueo:  $50\% Z_L$

Idealmente, la señal bloqueada debe solamente ser transmitida, cuando la falla está fuera de la zona protegida o en la dirección inversa. Con relevadores convencionales la zona de transmisión sin embargo emplea un desplazamiento en la dirección hacia delante, para garantizar que para fallas inversas cercanas estas sean bien detectadas, y también para incrementar la velocidad. Esta es la consecuencia de medición direccional con voltajes en el lazo cortocircuitado. La señal de voltaje pequeño no permite una decisión direccional segura. Un detector rápido de corriente a tierra es frecuentemente usado como un criterio de señal de transmisión agregada para bloquear la señal durante fallas a tierra.

Por consiguiente, en fallas cercanas al alimentador protegido estas pueden inicialmente resultar en transmisión de la señal de bloqueo, que sin embargo restablece tan pronto la etapa de alcance hacia adelante opere.

La velocidad de la etapa de transmisión es un criterio decisivo de acuerdo al tiempo de la señal de transmisión, ya que esta determina el retardo de la etapa de disparo:

$$T_A = T_{sendzone} + T_{channel} - T_{tripzone} + \text{margen de seguridad (5ms)}$$



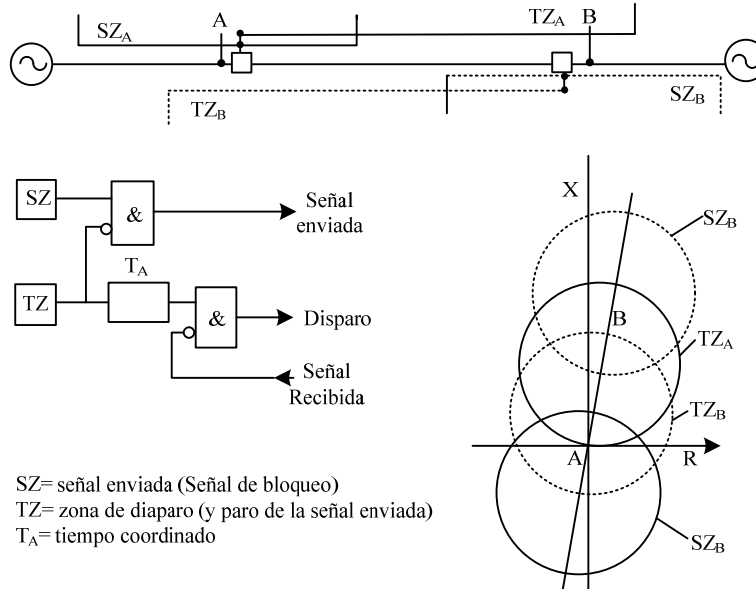


Figura 3.14 Procedimiento de bloqueo clásico con característica *mho* [Ziegler, 2006].

La ventaja significativa del procedimiento de bloqueo es que no necesita señal para ser transferida durante fallas en el alimentador protegido.

La aplicación clásica del principio de bloqueo utiliza un simple, pero rápido canal PLC (<5ms) con amplitud de modulación. Una ventaja adicional de este método es que la misma portadora de frecuencia puede ser usada en cada extremo del alimentador (también en tres extremos de alimentador).

La Figura 3.15 ilustra la implementación de esta técnica con característica poligonal de protección numérica. La zona de arranque para transmisión de la señal de bloqueo es definida por la parte inversa del detector de falla, limitado por la característica direccional.

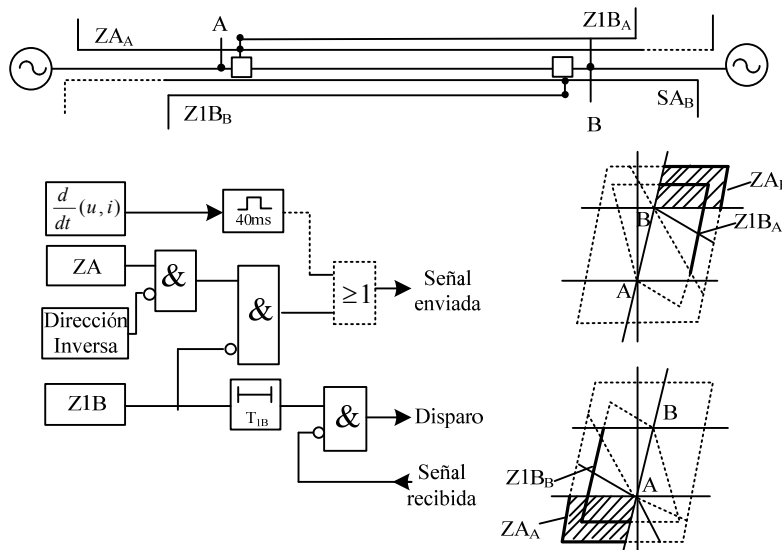


Figura 3.15 Protección de distancia en un esquema de bloqueo con característica cuadrilateral [Ziegler, 2006].



Como la medición direccional usa voltajes de fase sanos, este alcanza selectividad absoluta, la transmisión de la señal de bloqueo solamente ocurre para fallas verdaderamente inversas.

La etapa de disparo es formada por el sobrealcance de zona Z1B.

Desde la Figura 3.15 es evidente que la zona de arranque tenga un ajuste inverso, así que este encierra la zona de sobrealcance de disparo del relevador en el extremo remoto con un margen de seguridad para todos ellos.

### 3.6.1.2. Técnica de desbloqueo por comparación direccional (DCUB).

El procedimiento de bloqueo referido anteriormente tiene la desventaja que durante operación de sistema sin fallas, no hay señal transmitida. El canal de comunicación es por lo tanto no monitoreado.

La técnica de desbloqueo fue especialmente desarrollada para canales de frecuencia de voz con cambio de frecuencias de claves, y no tiene la desventaja referida anteriormente.

Además, esta técnica es también un poco más rápida, debido a que una señal de monitoreo continua (piloto) es transmitida. Durante fallas internas, la señal es cambiada para permitir señal similar a la del método POTT. Esto implica que no es requerido el retardo de tiempo para esperar por una señal de bloqueo eventual.

Este procedimiento es ilustrado en la Figura 3.16. Solamente una sola señal de la zona Z1B direccional por extremo de línea es requerida. Cuando el sistema no está operando, el canal de supervisión de frecuencia  $f_{CS}$  es transmitido y el disparo es bloqueado.

Si siguiendo una falla interna, la zona Z1B en ambos extremos de la línea operan, y la clave de sus respectivas frecuencias desde  $f_{CS}$  a  $f_{UB}$  (están desbloqueadas).

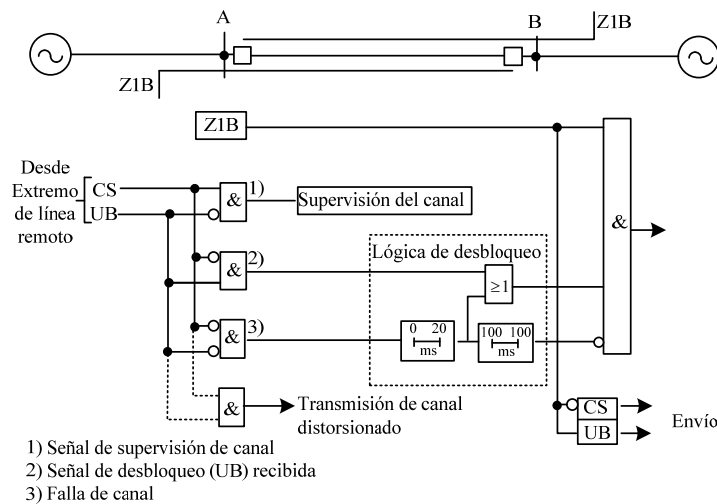


Figura 3.16 Protección de distancia en un esquema de desbloqueo [Ziegler, 2006].



De este modo el disparo en ambos extremos de la línea es alcanzado. (Observe el diagrama lógico en la Figura 3.16).

Durante fallas externas, la Z1B no opera (fallas en dirección inversa), o la señal de frecuencia de desbloqueo no es recibida (falla localizada atrás del extremo remoto).

Si Z1B tiene operación, y ni  $f_{CS}$ , ni  $f_{UB}$  son recibidos (corresponde a falla de canal durante una falla en el sistema), es claro que la señal no podría ser transmitida a través de la localización de falla, es decir la falla debe estar en el alimentador protegido.

La lógica es implementada, de manera que 20ms después de la falla de canal, este libera la zona Z1B por un periodo de 100ms. Si esto sucede durante una falla, entonces el disparo ocurrirá. Si la falla de canal ocurre durante operación de sistema normal, no surgen consecuencias debido a que Z1B no está operando. 100ms después, la protección es otra vez bloqueada por la duración del canal fallado. Este bloqueo es removido (tiempo de restablecimiento de 100 ms) cuando una señal es otra vez recibida.

Una recepción simultanea de  $f_{CS}$  y  $f_{UB}$  es interpretada como un error de canal, y no causa alguna reacción para la protección.

### **3.7 Protección de distancia de líneas de transmisión con compensación serie fija.**

Aunque los capacitores serie mejoran la operación normal del sistema, el uso de capacitores resulta en un problema difícil para la protección basada en impedancia.

Los bancos de capacitores serie son normalmente protegidos por dispositivos de sobrevoltaje de arco de vacío o actualmente por un varistor de óxido metal (MOV) conectados en paralelo con el capacitor. Su nivel de conducción del MOV es aproximadamente 1.5 veces el voltaje pico nominal del capacitor serie (Figura 3.17).

La protección de distancia para líneas compensadas serie es una problemática puesto que la impedancia vista por un relevador no es una medición geométrica de la distancia a una falla. La impedancia aparente es afectada por los capacitores series y el comportamiento no lineal de los dispositivos de protección [Erezzaghi y otros, 2004].

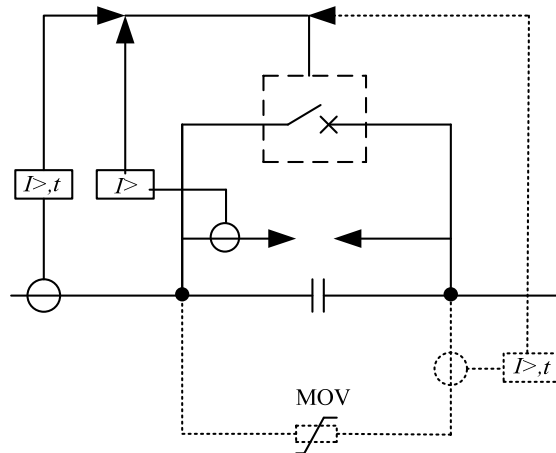


Figura 3.17 Capacitor-serie con circuito de protección (solamente muestra funciones básicas) [Ziegler, 2006].

La corriente y el voltaje de corto circuito en el relevador dependen de la localización del capacitor serie.

Los siguientes fenómenos fundamentales suelen ser presentados [Ziegler, 2006]:

- Reactancia de falla reducida
- Inversión de voltaje
- Inversión de corriente

### 3.7.1. Reactancia de falla reducida.

En caso de corto circuito la corriente de falla atrasa el voltaje siempre y cuando el capacitor se encuentre dentro del lazo de falla. En el capacitor ocurre un incremento de voltaje positivo. La protección de distancia mide una reactancia positiva, como en un sistema no compensado. El valor de la reactancia de línea sin embargo se reduce por la reactancia del capacitor.

### 3.7.2. Inversión de voltaje.

Esto ocurre cuando la reactancia negativa del capacitor es mayor que la reactancia de línea positiva (Figura 3.18). El valor de reactancia desde el relevador a la localización de la falla es negativo en este caso. La corriente sin embargo permanece inductiva, debido a que la reactancia de corto circuito hasta el alimentador cuya fuerza electromotriz (fem) es positiva.

En este caso, el voltaje en la localización del relevador tiene una inversión de fase, es decir en el punto de medición, el voltaje atrasa la corriente por aproximadamente 90 grados.

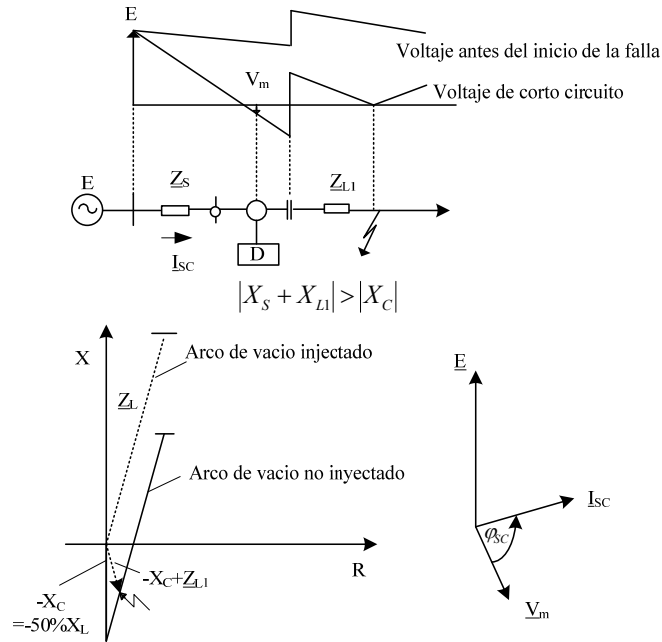


Figura 3.18 Corto circuito en una línea con compensación serie: inversión del voltaje medido ( $V_m$ ) en el relevador [Ziegler, 2006].

La impedancia de falla medida es por lo tanto negativa. Esto implica que usando una unidad direccional y basada en el voltaje de lazo de falla indicaría la dirección inversa aunque la falla está en la línea en la dirección hacia adelante.

La decisión de dirección usando fase sana o memoria de voltaje en cambio proporciona los resultados correctos.

En la Figura 3.19, se muestra la característica de relevador adoptada en una línea con compensación serie. La zona de distancia cuadrilateral usa voltaje del lazo de falla y es por lo tanto fijo en el plano de impedancia. La característica direccional usa memoria de voltaje o voltajes de fase sanos. El círculo *mho* debe ser polarizado con influencia de la(s) fase(s) sana(s), es decir, memoria de voltaje para así extender el alcance del círculo hasta el alcance de  $X$ -negativa. Es debido a la reactancia capacitiva negativa, que para fallas hacia adelante, longitud total de la línea protegida no da el valor correcto.

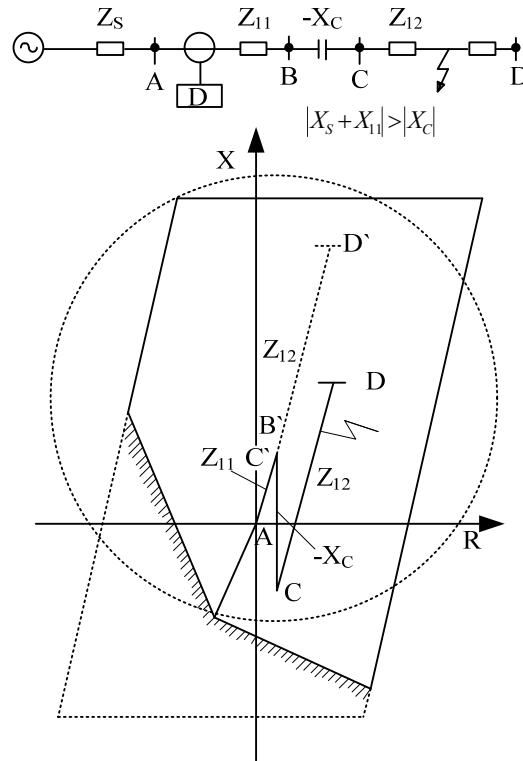


Figura 3.19 Línea compensada serie, protección de distancia con cuadrilateral y *mho* con memoria para direccionalidad [Ziegler, 2006].

Una protección de comparación direccional con zonas de distancia de más allá del alcance de zona 1 por lo tanto proporciona un arreglo de protección confiable para líneas con compensación serie. En este caso la zona 2 debe ser ajustada mayor que la reactancia de línea sin compensación. El ajuste requiere una extensión adicional de  $1/k_{Trans}$  para compensar el efecto de resonancia sub-síncrona:  $Z_{OVER} = 1.2 \dots 1.3 \cdot (1/K_{trans})Z_L$ .

$$k_{Trans} = \frac{1}{1 + \frac{\hat{U}_{Gap}}{\sqrt{2} * E}} \tag{3.60}$$

$\hat{U}_{Gap}$  = Voltaje de inicio del arco de vacío, E= voltaje de la fem in-feed.

Ambas técnicas de bloqueo y desbloqueo pueden ser usadas en el esquema de comparación direccional [Ziegler, 2006].

### 3.7.3. Inversión de corriente.

Esta ocurre cuando la impedancia de corto circuito desde la localización de la falla a la fuente fem es negativa (Figura 3.20).

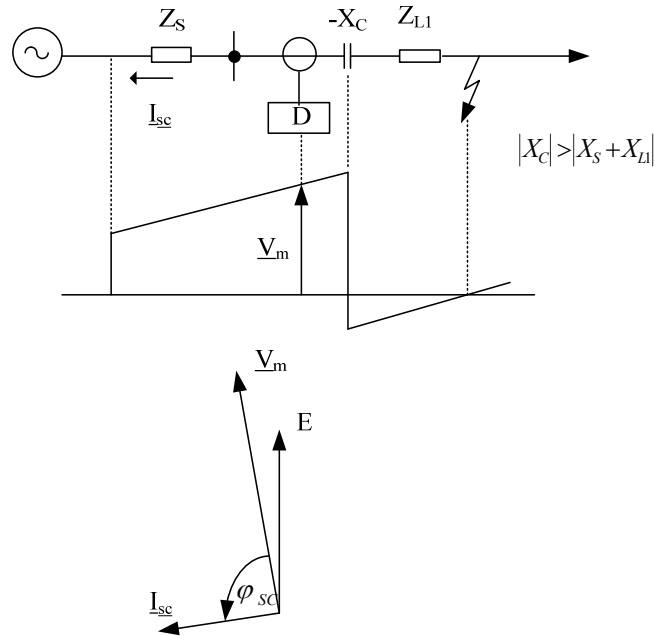


Figura 3.20 Corto-circuito en una línea con compensación serie, inversión de fase de la corriente de corto circuito [Ziegler, 2006].

La impedancia vista por el relevador es entonces también negativa, por lo que se dice que la inversión de corriente es más probable cuando la falla está directamente detrás del capacitor serie. Sin embargo existen algunas condiciones del sistema donde la impedancia del relevador permanecerá positiva.

La corriente de corto circuito en algún evento puede adelantar memoria de voltaje (fase no fallada) por aproximadamente 90 grados. Así que la protección de distancia por lo tanto tomará la decisión de dirección incorrecta y bloqueo durante fallas internas o disparo para fallas externas.

La inversión de corriente sin embargo solamente ocurre con tipos de sistemas especiales. Principalmente fluyen corrientes de corto circuito muy , la cuales causan que el arco de vacío encienda, por lo tanto el capacitor serie se puenta por la duración del corto circuito..

El problema de inversión de corriente solamente puede resolverse por una protección de comparación direccional basada en cantidades delta ( $\Delta V / \Delta I$  medidas). Incluso la comparación de fase, y en la mayoría de los casos también la protección diferencial, podría fallar en el caso de inversión de corriente.

La fuente para las cantidades delta puede ser asumida en la localización de falla de acuerdo al teorema de Thevenin. El relevador por lo tanto mide el flujo de corriente en la impedancia fuente ( $\Delta I$ ) y la caída de voltaje en la impedancia fuente ( $\Delta V$ ). La decisión direccional está correcta mientras la impedancia fuente permanece inductiva independientemente de la capacitancia serie en el lado de la línea.

La misma condición aplica para los esquemas de comparación direccional de secuencia negativa y cero [Ziegler, 2006].



#### **3.7.4. Resistencia no lineal (Varistor) en la trayectoria de corto circuito.**

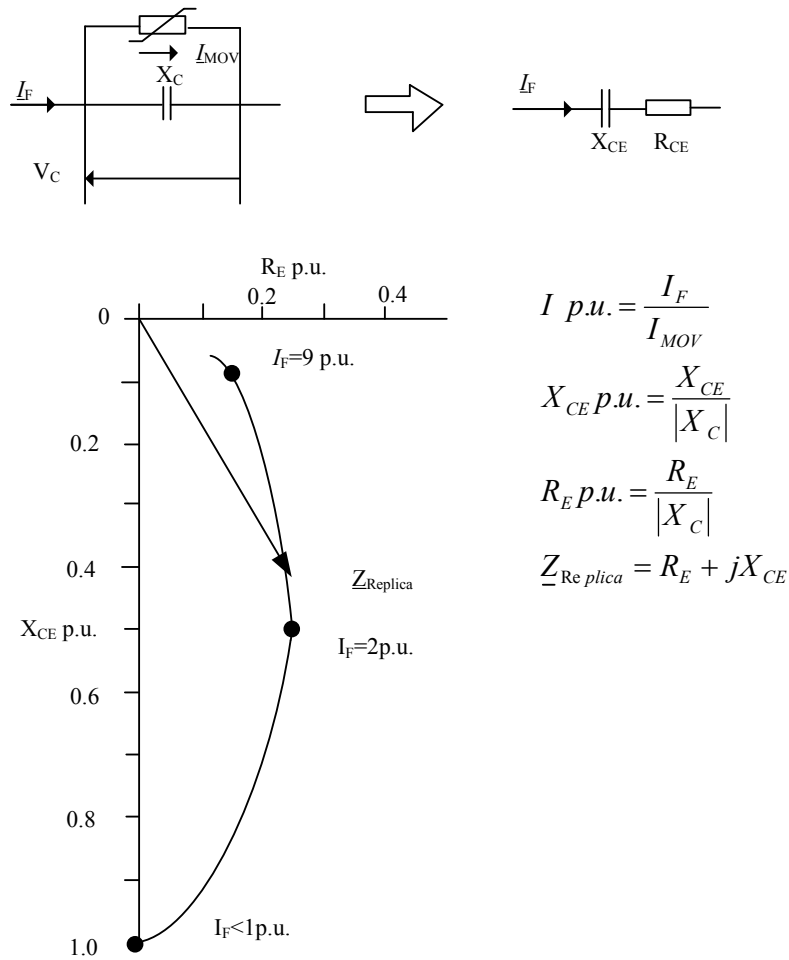
Los bancos de capacitor modernos utiliza un MOV (varistor de oxido metálico) para limitar sobrevoltajes (Figura 3.21). El arco vacío es entonces ajustado tan arriba, que este solamente enciende cuando una falla interna con una corriente grande ocurre. Durante fallas externas el MOV solamente limita el voltaje.

El capacitor automáticamente llega a ser efectivo otra vez cuando la corriente de corto circuito desaparece, causando una caída de voltaje debajo del límite voltaje del varistor.

El varistor funciona como una impedancia variable en la trayectoria de corto circuito. El circuito equivalente y la corriente depende de la impedancia de la combinación varistor-capacitor mostradas en la Figura 3.21. La impedancia equivalente está relacionada a la componente fundamental. Debido a la distorsión no lineal del voltaje de varistor, los componentes armónicos también se presentan. En el caso de un corto circuito inmediatamente atrás del capacitor, el MOV está presente en el voltaje de corto circuito del relevador. Como un resultado de los filtros de Fourier usados en relevadores numéricos modernos, esos disturbios de señal no tienen influencia significante en la exactitud de medición.

La impedancia equivalente del MOV incluye una componente resistiva (RE), que debe ser considerada en el ajuste del relevador (Figura 3.21a) [Ziegler, 2006].





a) Impedancia serie equivalente de la combinación capacitor-varistor

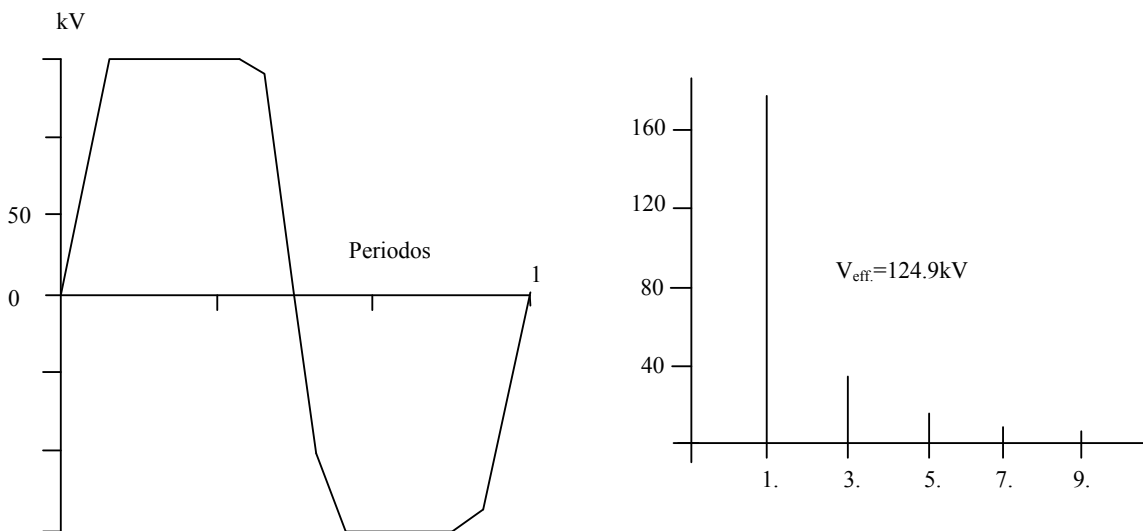


Figura 3.21 Capacitor serie con MOV (Varistor Oxido Metal) [Ziegler, 2006].



### **3.7.5. Equipo de protección propia de un capacitor fijo.**

El equipo de protección es conectado a través del capacitor serie para protegerlo de voltajes excesivos, que pueden ocurrir durante fallas [Erezzaghi y otros, 2004].

- a) Fuente GAP paralela

Este elemento proporciona protección para el capacitor cuando el voltaje a través del capacitor excede un nivel específico. Este nivel es conocido como el nivel de protección y es típicamente 2.5 a 4 veces el voltaje de operación normal

- b) Varistor de Oxido Metálico (MOV)

El MOV es conectado directamente a través del capacitor sin intervención del interruptor o GAP. La no linealidad del MOV resulta en no conducción a través del MOV durante condiciones normales del sistema. En la ocurrencia de una falla la corriente a través del capacitor incrementa, dando lugar a un incremento de voltaje de capacitor y por lo tanto a una operación del MOV.

### **3.7.6. Otros problemas que enfrenta la protección de distancia con compensación fija.**

Algunos otros problemas que ocurren con este tipo de configuraciones de línea son: sub-armónicos transitorios, fallo en esquemas de teleprotección, mal funcionamiento de los fusibles de detección de falla, puenteo de un capacitor serie de una sola fase durante una secuencia de autorrecierre y re-inserción del banco etc. [Santos y Silveria, 2006].

## **3.8 Protección de distancia de líneas de transmisión equipadas con TCSC.**

Mientras el uso del TCSC mejora la capacidad de transferencia de potencia del sistema de potencia otros problemas surgen sobretodo en el área de la protección del sistema de potencia. Las líneas de transmisión de alto voltaje son por lo general protegidas usando relevadores de distancia. Estos relevadores son especialmente sensibles a los cambios de impedancia en la línea, lo cual es algo que inherentemente realiza el TCSC. La implementación de estrategias de control para dispositivos FACTS introduce nuevos problemas de dinámica de sistema de potencia que deben ser considerados mientras se selecciona las zonas de protección de los relevadores de distancia. Las preocupaciones básicas en lo relacionado a protección incluyen cambios en impedancia, el ángulo de fase, magnitud de voltaje, corrientes de carga, transitorios inducidos por la falla y las acciones de control consecuentes [Qing y otros, 2005].

Aunque el TCSC introduce una nueva dinámica del sistema de potencia que debe ser analizada por el ingeniero del sistema de protección, vale la pena señalar que no solo durante la operación normal la reactancia capacitiva no es fija ya que depende del punto de operación y estrategia de control, y también que el TCSC no siempre transita al modo



punteo para todas las fallas. Por ejemplo, cuando la corriente de falla es grande, este °operara entre el modo bloqueado y modo punteo para proteger al capacitor y al MOV. Por otro lado, cuando la corriente de falla es pequeña por la alta impedancia de falla a tierra, el MOV no conduce y la rama del TCSC permanecerá en modo de operación vernier (parcialmente condiciendo). Debido a que el sistema de control del TCSC toma diferentes modos de operación durante la falla, la impedancia de la línea se encuentra siempre cambiando de manera significativa [Khederzadeh y Sidhu, 2006].

### 3.8.1. Efectos en la protección de distancia de líneas de transmisión con compensación serie controlada (TCSC).

La presencia de un dispositivo FACTS como el TCSC en el lazo de falla afecta el estado estacionario y componentes transitorias en voltaje y corriente. Por lo tanto los cálculos de impedancia aparente deben tomar en cuenta la fuente de voltaje serie variable, su ángulo, corriente y admitancia presentada por el TCSC. Sin embargo si el TCSC no es parte del lazo de falla, el cálculo de impedancia aparente es similar al de la línea de transmisión ordinaria. Así que una decisión acerca de la posición relativa del TCSC debe ser considerada antes del cálculo de impedancia aparente vista por el relevador de distancia.

Si el TCSC es localizado en el extremo de envío de la línea, como en la Figura 3.22, el TCSC siempre estará presente en el lazo de falla e influirá en las características de operación del relevador. Los efectos de la presencia de la resistencia de falla a tierra, los parámetros de control del TCSC, y el *infeed* desde los extremos en la característica de impedancia aparente del relevador de distancia serán requeridos para adoptar los ajustes de relevador en la presencia de TCSC para diferentes condiciones de operación de la línea de transmisión.

La característica de impedancia de la dinámica de TCSC es la impedancia equivalente de TCSC en el curso transitorio y este tiene importante influencia en la protección de línea de transmisión. Sin importar los cambios de impedancia del TCSC, el valor de reactancia capacitiva del TCSC es siempre más pequeño que el de antes de la falla [Qing y otros, 2005].

Cuando el lado M de la línea de transmisión es compensada por el TCSC el ajuste de impedancia es acordado a  $Z_{zd}$  (0.8 a 0.9 veces  $Z_{LMN}$ ) Figura 3.22, el relevador 1 puede disparar erróneamente cuando el TCSC no se puentea después de la falla y el corto circuito externo está en estado estable. Así que el rango de protección no puede ser ajustado solo por  $Z_{zd}$ .

Cuando la capacitancia de TCSC no es puenteada la parte de reactancia de TCSC varía de capacitiva a inductiva alternativamente en el curso de estado transitorio a estado estacionario. Esto brinda mayor dificultad para el ajuste de la protección.

En la línea de transmisión con TCSC, suponiendo que la compensación más grande es  $X_C$ , y al mismo tiempo suponiendo que el ajuste de impedancia es  $Z_{zd}$ , entonces para prevenir la mala operación, el ajuste de impedancia será:



$$Z_{SET} = Z_{zd} - jX_C$$

4.2

Se puede concluir que [Qing y otros, 2005]:

- (a) Después de instalar el TCSC, cuando el ajuste es ajustado a  $(Z_{zd} - jX_C)$ , el alcance de la protección será reducido si el TCSC no es puentado después de la falla.
- (b) En la misma condición, el alcance de la protección será reducido más, incluso al 50% de la línea, si el TCSC es puentado después de la falla.

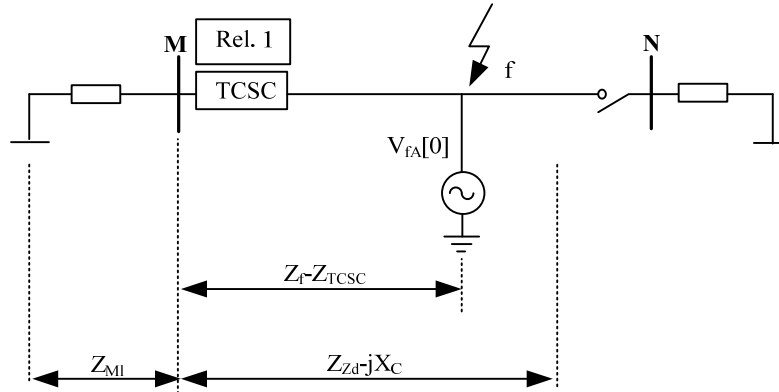


Figura 3.22 Línea equipada con TCSC teniendo una falla en el punto f [Qing y otros, 2005].

### 3.8.2. Modos del TCSC durante fallas.

La Figura 3.23 muestra un módulo de TCSC con diferentes elementos de protección en medio de un sistema de potencia simple. Básicamente, esto comprende un capacitor serie C en paralelo con un reactor controlado por tiristor (TCR),  $L_s$ . Un varistor oxidado de metal (MOV) es conectado a través del capacitor serie para prevenir la ocurrencia de sobrevoltaje en el capacitor. Un circuito interruptor es también instalado a través del módulo de TCSC para puentear a este si una falla severa o mal funcionamiento del equipo ocurre. Un inductor limitador de corriente  $L_d$  es incorporado en el circuito para restringir la magnitud y la frecuencia de la corriente del capacitor durante la operación puenteo capacitor.

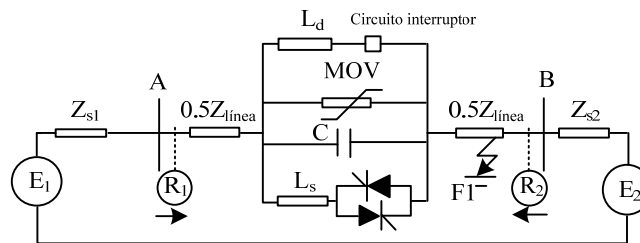


Figura 3.23 Sistema de potencia sencillo compuesto por TCSC [Sidhu y Khederzadeh, 2005].



Hay diferentes modos de operación del TCSC en condiciones normales y de falla. Durante una falla, un sobrevoltaje aparece a través del TCSC debido a la corriente de falla. Para un capacitor serie convencional, el MOV e interruptores de puenteo se utilizan para su protección, mientras que para el TCSC, la cooperación operativa del MOV, tiristores e interruptores de puenteo son aplicados para una protección confiable. Esta es la principal diferencia en el comportamiento de los relevadores de distancia en los dos métodos de compensación. La impedancia aparente vista por los relevadores de distancia depende grandemente en el modo de operación del TCSC. El modo de operación del TCSC durante una falla no es único y este puede transitar desde un modo a otros secuencialmente; mientras que las experiencias de los relevadores de distancia aparentan diferentes impedancias en el periodo de falla. En el modo de operación normal, llamado modo vernier capacitivo, los tiristores son disparados correctamente y el interruptor de puenteo está abierto. Desde el punto de vista del sistema, este modo inserta capacitores a la línea hasta casi tres veces el valor del capacitor fijo.

La Figura 3.23 puede ser usada para estimar la impedancia aparente por los diferentes relevadores. Por simplicidad, solamente fallas trifásicas son consideradas. Desde esta figura, el relevador R1, mide la impedancia del TCSC como:

$$Z_{seen} = Z_{actual} + R_F + Z_{tcsc} \quad 4.3$$

Donde  $Z_{seen}$  es la impedancia medida por el relevador,  $Z_{actual}$  es la impedancia real de línea entre el relevador y la localización de la falla,  $R_F$  es la resistencia de falla, y  $Z_{tcsc}$  es la impedancia del TCSC [Sidhu y Khederzadeh, 2005].

Durante fallas diferentes modos de operación pueden ocurrir, los cuales incorporan al equipo de protección del TCSC. Esos modos son los siguientes:

- Modo puenteo del TCSC con/sin MOV:
- Modo capacitivo con/sin MOV.
- Modo inductivo con/ sin MOV.
- Modo bloqueo con/sin conducción de MOV.
- Interruptor de circuito de puenteo.

Los modos de operación que son comunes en estado estacionario y condiciones de falla son modo puenteo, modo bloqueo, modo vernier capacitivo y modo vernier inductivo sin conducción de MOV. El modo puenteo de TCSC con conducción de MOV es imposible, puesto que el modo puenteo disminuye el voltaje de capacitor considerablemente, y la operación del MOV no es necesaria. Durante cada modo anteriormente mencionado la impedancia vista por el relevador difiere significativamente. Por ejemplo, en estado estacionario, el modo vernier capacitivo es el modo más común, así que una porción considerable de la inductancia de línea es compensada por efecto capacitivo del TCSC. En modo puenteo, la impedancia vista por el relevador es la impedancia del lazo de falla más



la impedancia inductiva del circuito paralelo del capacitor e inductor de la rama TCR. El usuario debe especificar los ciclos de duración de la falla de duración extendida y normal y para los diferentes tipos de falla (una sola fase y múltiple). Esto considera que no hay un comportamiento único del TCSC en líneas compensadas serie, y el relevador de protección de línea puede responder completamente diferente debido a los diferentes criterios de diseño. Dependiendo en las condiciones de prefalla y falla, el TCSC transita del modo existente a uno de los modos posibles basado en su estrategia de control. A continuación se describen algunos de los modos de operación mencionados [Khedezadeh y Sidhu, 2006]:

*Modo vernier capacitivo sin MOV.*

Cuando la corriente de falla es baja, el modo vernier capacitivo no transita a otro modo. En este caso una compensación significativa existe, así que el relevador de distancia convencional sobrealcanza considerablemente. Esta condición usualmente ocurre cuando la falla está en la línea adyacente.

*Modo vernier capacitivo con MOV.*

En este caso, el MOV opera por el incremento de voltaje a través del capacitor. El MOV es bastante rápido para conducir y restablecer dentro de un medio ciclo. El MOV no corto circuita el capacitor como la haría el circuito interruptor. Esta condición es usualmente muy corta pero puede repetirse varias veces durante un periodo de falla. La impedancia del TCSC sería la combinación del capacitor y el MOV en un modo de resistencia bajo. El relevador sobrealcanza pero de manera diferente al caso previo sin operación del MOV.

*Modo Bloqueo.*

En algunos casos, para evitar la sobrecorriente del tiristor o del capacitor causado por la fluctuación del ángulo de disparo bajo condiciones de cambio súbito de voltaje de fase del capacitor, los tiristores se bloquean. En este caso, la línea es compensada por el capacitor. El relevador de distancia sobrealcanza menos que el modo vernier capacitivo. Este caso podría ser acompañado por operación del MOV. Este caso es diferente del modo vernier capacitivo desde el punto de vista de la capacitancia (o grado de sobrealcance).

*Modo puenteo de TCSC.*

Si la corriente de falla es relativamente alta, entonces la operación del MOV no basta para disminuir el voltaje del capacitor, así que el TCSC va al modo puenteo. En este caso, el relevador de distancia tiene un subalcance debido al reactor del TCR.



*Puenteo de circuito interruptor.*

Si la corriente de falla no es eliminada en un cierto tiempo (protección primaria de falla) entonces el TCSC transita al modo interruptor de circuito de puenteo. Puesto que el reactor serie en el circuito interruptor de circuito es muy pequeño, el relevador experimenta la situación normal. Esta condición es comúnmente usada para protección de respaldo.

La Figura 3.24 muestra el comportamiento del relevador R1 en la Figura 3.23 basada en diferentes modos de protección del TCSC. Como puede deducirse de la Figura 3.24 y en contraste para líneas compensadas serie con capacitores fijos, los relevadores de protección sub y sobreestiman la distancia a la falla en una manera secuencial. Algunas veces, la subestimación puede llevar a la pérdida de integridad direccional. De acuerdo a la Figura 3.24, diferentes modos posibles de operación durante una falla y el comportamiento de los relevadores pueden ser asumidos como a continuación se muestra:

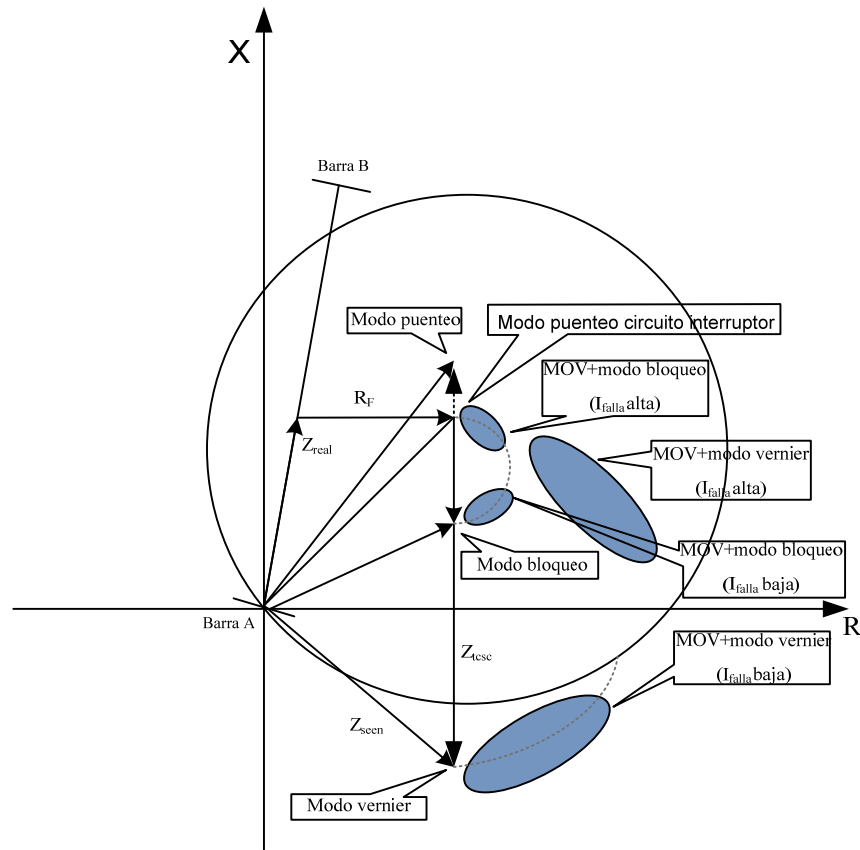


Figura 3.24 Impedancia vista por R1 debido a los modos de protección del TCSC para una falla en F1 [Sidhu y Khederzadeh, 2005].



### **3.8.3. Efectos del punto de conexión del transformador de voltaje sobre la impedancia medida en el punto de protección para falla entre fases en presencia de TCSC.**

En la presencia de TCSC en el extremo cercano de la línea, su grado de compensación, así como el punto de conexión del transformador de voltaje del relevador de distancia, afectan la impedancia medida en el punto de protección.

Respetando los altos niveles de corriente y voltaje en sistemas EHV y HV, es esencial proporcionar señales de corriente y voltaje para los sistemas de protección vía transformadores de instrumento. En presencia de TCSC en el extremo cercano de la línea, el punto de conexión del transformador del voltaje (TP) puede estar atrás o en frente del TCSC. Una vez que el punto de protección cambia, variaciones considerables en la impedancia medida pueden resultar.

Por lo tanto, dos casos de conexión de TP (atrás y en frente) se pueden dar [S. Jamali y otros, 2008]:

a) TP detrás del TCSC

En este caso en la ausencia de resistencia de falla, la impedancia medida en el punto de protección no es igual a la impedancia real de la sección de la línea entre el relevador y el punto de falla, debido a que las señales de voltaje son afectadas por la impedancia de TCSC.

b) TP enfrente del TCSC

En el caso de TP enfrente del TCSC, y en caso de resistencia de falla cero la impedancia medida en el punto de protección es igual a la impedancia de la sección de la línea entre el relevador y el punto de falla.

En [S. Jamali y otros, 2008] llegaron a la conclusión de que en la ausencia de TCSC, la impedancia medida para fallas en el segundo circuito hace que dichas fallas no se localicen en la primera zona del circuito protegido, pero en la presencia de TCSC, la impedancia medida podría localizarse en la primera zona, llevando a una mala operación del relevador de distancia. También observaron que la impedancias medidas para fallas de fase a fase y trifásicas varían en un patrón similar debido a los cambios en el grado de compensación del TCSC. Este patrón es de algún modo el mismo al del caso de una sola fase a tierra.





## CAPÍTULO 4

# PRUEBAS DESARROLLADAS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.

### 4.1 Introducción.

En capítulos anteriores se revisó la teoría básica de las protecciones con un énfasis en la protección de distancia que es la base de este trabajo. De igual forma se revisaron los principios fundamentales de operación de los dispositivos de compensación de potencia reactiva llamados TCSC. Con esto se sientan las bases para el desarrollo de este capítulo.

Para entender los efectos adversos de la instalación de dispositivos serie para compensación de potencia reactiva TCSC en líneas de transmisión desde el punto de vista de la protección de distancia se optó por utilizar un programa comercial de transitorios electromagnéticos del tipo EMTP llamado *EMTDC-PSCAD versión 4.2* [Manual de PSCAD V4.2, 2005].

Los programas de transitorios electromagnéticos (EMTP) nos permiten simular el comportamiento transitorio de un sistema de potencia. El modelado de los diferentes componentes del sistema de potencia puede realizarse con un alto grado de complejidad o de manera muy simple dependiendo del tipo de estudio que se pretenda realizar. De esta forma se pueden modelar componentes no lineales y modelos de cargas muy complejos entre otros. Estos nos permiten ver todas las componentes de estado estacionario balanceadas y desbalanceadas en un sistema de muchas fases y todo el espectro de frecuencias presentes en cualquier perturbación del sistema eléctrico. Una condición de falla es representada como una condición en estado estacionario operando en frecuencia fundamental con el corto circuito simulado aplicado al sistema. Las condiciones durante el periodo transitorio entre el estado estacionario de pre-falla, y estado estacionario de falla se desprecian. La suposición es que el diseño de los relevadores de protección puede soportar cualquier componente transitorio significativo en el periodo entre las dos condiciones de estado estacionario. [Tutorial IEEE, 2001].

Por todo lo anterior el programa PSCAD es una herramienta fundamental para estudios como el que se realiza en este trabajo ya que nos permite realizar de una manera sencilla una cantidad considerable de escenarios de falla de un determinado sistema de potencia eléctrico de prueba, y de esa manera analizar determinadas condiciones en las que un relevador de protección podría tener problemas para operar de manera correcta.



## 4.2 Descripción del sistema utilizado.

Para observar los efectos del TCSC en la protección de distancia en líneas equipadas con TCSC se utilizó el sistema eléctrico de potencia muy similar al de [Sidhu y otros, 2005], el cual se muestra en la Figura 4.1:

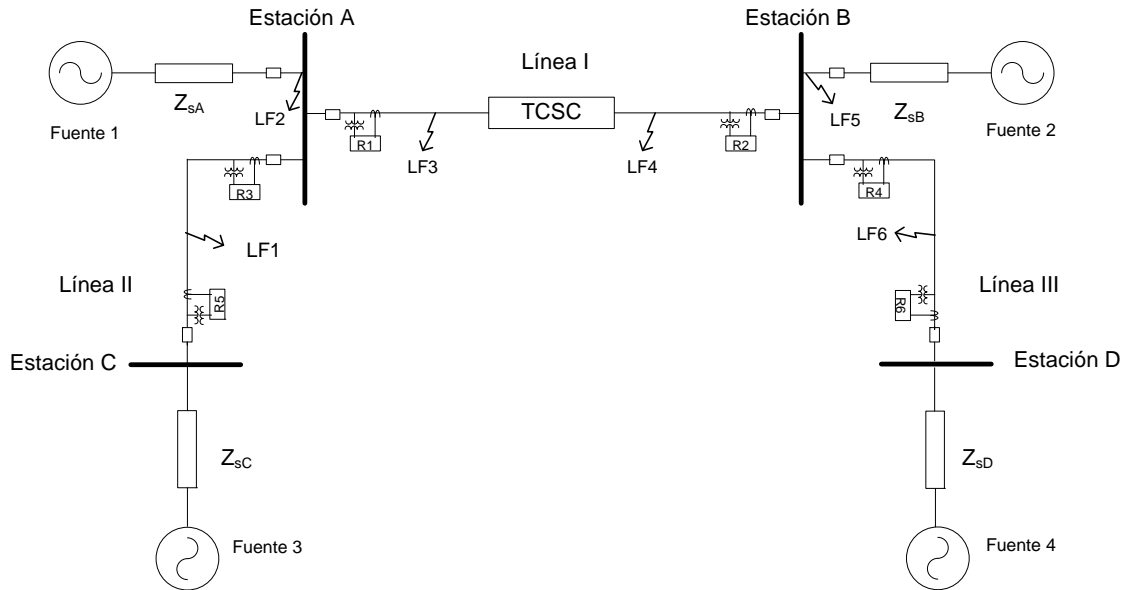


Figura 4.1 Sistema de potencia utilizado para observar los efectos de líneas de transmisión equipadas con TCSC en la protección de distancia.

### Datos generales del sistema.

Línea de Transmisión (I, II, III):

Longitud de la línea = 100Km

Impedancia de sec. Positiva =  $0.51 \angle 85.92^\circ \Omega/\text{km}$

Impedancia de sec. Cero =  $1.385 \angle 74.68^\circ \Omega/\text{km}$

Fuentes equivalentes (1, 2, 3 y 4):

Potencia nominal=100MVA

Voltaje del Sistema=230 kV

Frecuencia del Sistema=60Hz

Impedancia de sec. positiva =  $25.9 \angle 80.0^\circ \Omega/\text{km}$

Impedancia de sec. cero =  $25.9 \angle 80.0^\circ \Omega/\text{km}$ .

Relevadores de distancia tipo *mho* (R1, R2, R3, R4, R5, R6).

En la línea I: R1, R2.

En la línea II: R3, R5.

En la línea III: R4, R6.

Puntos de falla (LF1, LF2, LF3, LF4, LF5, LF6):

LF1: Falla localizada al 50% de la línea II.

LF2: Falla localizada al 100% de la línea II (barra de Estación A).

LF3: Falla localizada al 25 % de la línea I.



- LF4: Falla localizada al 75% de la línea I.
- LF5: Falla localizada al 100% de la línea I (barra de la estación B).
- LF6: Falla localizada al 50% de la línea III.

***Pasos para determinar los datos del TCSC.***

- Conocer la impedancia de secuencia positiva de la línea, la cual se va a compensar con el TCSC:

Línea de Transmisión I:

Longitud de la línea = 100Km

Impedancia de secuencia positiva =  $0.51 \angle 85.92^\circ \Omega/\text{km}$

Impedancia total de secuencia positiva para los 100 km =  $51 \angle 85.92^\circ \Omega$

- Se debe conocer el porcentaje a compensar de la línea y el lugar de instalación del TCSC. En este caso el grado de compensación es del 40%, por lo que se dice que el valor de grado de compensación  $K_c=0.4$ .
- Punto de instalación del TCSC: al 50% de la Línea I.
- Se calcula el valor de la capacitancia:

$$X_C = -j0.4 * 0.51 * 100 = -j20.4\Omega$$

$$C = \frac{1}{2 * \pi * 60 * X_C} = \frac{1}{2 * \pi * 60 * 20.4} = 130.028 \mu F$$

- Ya conocido el valor de la capacitancia, se debe calcular el valor de la inductancia, el cual en presentes instalaciones (prototipo) la relación de  $X_L/X_C$  usadas es 0.133, de modo que la frecuencia resonante natural del circuito del TCSC es 2.74 veces la frecuencia fundamental de 60 Hz. Generalmente, la relación de  $X_L/X_C$  para un TCSC están probablemente dentro del rango de 0.1 a 0.3, dependiendo de los requerimientos de aplicación y de restricción. Es importante que la frecuencia resonante natural del TCSC no coincida con, o este cercana a, dos y tres veces la fundamental. [Khederzadeh, 2009].

$$\frac{X_L}{X_C} = 0.133$$

$$X_L = 0.133 * X_C = 0.133 * 20.4 = j2.7132\Omega$$

$$L_S = \frac{X_L}{2 * \pi * 60} = \frac{2.7132}{2 * \pi * 60} = 0.0071969H$$



- Se debe calcular el valor de la resonancia en paralelo creada entre  $X_L$  y  $X_C$  en la frecuencia fundamental, correspondiendo al valor del ángulo de disparo  $\alpha_{res}$ , dado por [Mathur y Varma, 2002]:

$$\alpha_{res} = \pi - (2m - 1) \frac{\pi\omega}{2\omega_r}; \quad m=1,2$$

$$\omega_r = \frac{1}{\sqrt{LC}} = \frac{1}{\sqrt{(0.0071969) * (0.000130028)}} = 1.003373$$

resonancia para la fundamental es:

$$\alpha_{res} = \pi - ((2 * 1) - 1) \frac{\pi * 2 * \pi * 60}{2 * 1.03373} = 2.5687 \text{ radianes} = 147^\circ$$

Para entender mejor el comportamiento de reactancia capacitiva e inductiva del TCSC, en la Figura 4.2 se muestra la reactancia característica del TCSC para los datos de TCSC antes mencionados. También en la Figura 4.2 se pudo observar claramente el valor de ángulo de resonancia. Los valores de reactancia más cercanos a este punto de resonancia se vuelven infinitos, por lo que debe tenerse cuidado de no incluir el ángulo de resonancia  $\alpha_{res}$  dentro del ángulo de disparo de los tiristores del circuito de control de TCSC, por lo que en este trabajo se utilizan para el modo de operación capacitivo ángulos de disparo de  $150^\circ - 180^\circ$  y para el modo de operación inductivo de  $90^\circ - 145^\circ$ . Cabe mencionar que se llegó a la Figura 4.2 después de realizar un programa en Matlab, mostrado en el apéndice A:

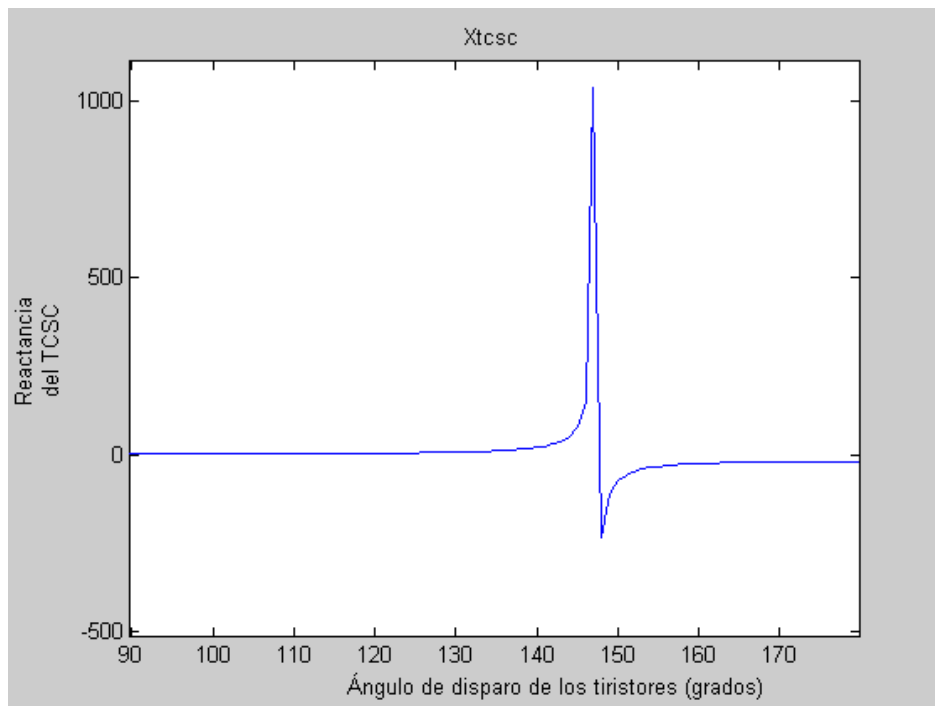


Figura 4.2 Reactancia equivalente del TCSC como función de los ángulos de disparo.



### 4.3 Desarrollo del sistema de prueba en PSCAD.

Para observar los efectos del TCSC en la protección de distancia en líneas de transmisión con TCSC, el sistema mostrado en la figura 4.1, se desarrolló en el programa *PSCAD versión V4.2*, teniendo así las siguientes características:

#### 4.3.1 Línea de transmisión.

El sistema consta de 3 líneas de transmisión (I, II, III):

Longitud de la línea = 100Km

Impedancia de secuencia positiva ( $Z_1$ )=  $0.51 \angle 85.92^\circ \Omega/\text{km}$

Impedancia de secuencia cero ( $Z_0$ )=  $1.385 \angle 74.68^\circ \Omega/\text{km}$

Cada línea de transmisión tiene una configuración de torre con las características mostradas en la Figura 4.3, conductor chukar y un alambre aterrizado de 1/2" de acero de alta resistencia.

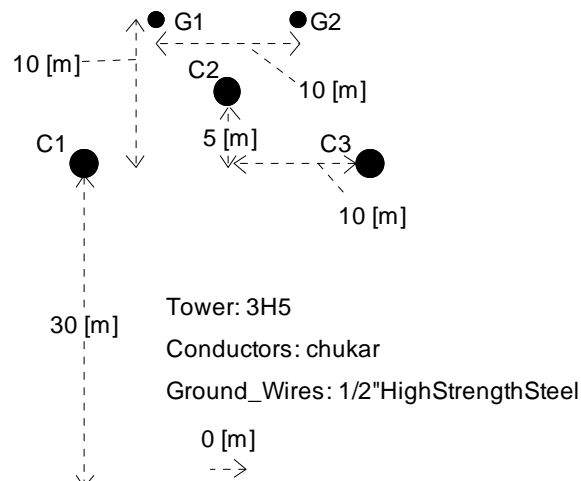


Figura 4.3 Configuración de la torre de las líneas.

Dónde:

C1, C2, C3 son los conductores de las líneas.

La altura del conductor más bajo (medidas en la torre)= 30m

La distancia vertical de centro de conductores. Sobre exterior de conductores=5 m

El espaciamiento horizontal entre fases= 10 m

Conductancia en paralelo=  $1.0 \text{ E-}10 \text{ mhos/m}$

#### 4.3.2 Fuentes de voltaje.

En la Figura 4.4 se observa el elemento de fuente de voltaje, el sistema cuenta con 4 elementos de este tipo, las fuentes 1, 2, 3, 4. Este elemento modela una fuente de voltaje de CA de 3 fases, donde se debe especificar la impedancia de secuencia positiva y secuencia cero. En nuestro caso solo se tiene impedancia de secuencia positiva, y para los distintos



escenarios de falla, esta impedancia toma los siguientes valores:  $5.1 \angle 80$ ,  $25.5 \angle 80$ ,  $51.0 \angle 80 \Omega$ , ya que se requiere saber cómo se comporta el sistema a distintos valores de SIR, que en este caso son de 0.1, 0.5 y 1.

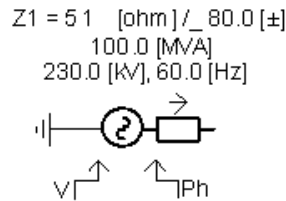


Figura 4.4 Componente de fuente de voltaje

Las entradas externas son:

- **V:** Magnitud de voltaje de línea a línea en RMS [kV].
- **Ph:** Angulo de Fase [°].

### 4.3.3 Relevadores.

El sistema se encuentra constituido por 6 relevadores R1, R2, R3, R4, R5 y R6. En la Figura 4.5 se muestra un modulo de relevador, en donde cada uno tiene en la entrada voltajes de fase, corrientes de fase y la corriente de secuencia cero, todas ellas anteriormente ya filtradas por un filtro *mimic* (Figura 4.6). A la salida se encuentran la impedancia del relevador la cual están identificadas por la variable  $Z\_1$ , está a su vez está formada por 6 unidades (3 de fase a tierra: AN, BN, CN y 3 de fase a fase: AB, BC, CA), cada unidad está formada por una parte resistiva y una reactiva ( $R + jX$ ).

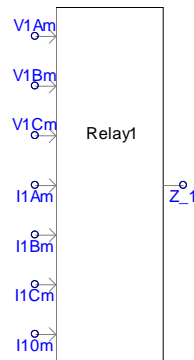


Figura 4.5 Modulo de relevador.

El filtro *mimic* sirve para disminuir las oscilaciones en la medición de impedancia derivadas de las componentes de dc exponencialmente decayentes que se generan en las señales de voltajes y corrientes debidas a falla. Al filtrar estas componentes se reducen las oscilaciones en la impedancia medida para poder identificar de manera correcta cual es la zona de operación para determinada falla, ya que si las oscilaciones en la medición de impedancia son grandes, el relevador difícilmente podrá informar cual es la zona de operación, zona 1 o zona 2. En la Figura 4.5 se observa la construcción del filtro *mimic* en



PSCAD, donde *ill* es el voltaje o corriente que se desea filtrar y *o1r* es el valor del voltaje o corriente ya filtrada. *TAU* ( $\tau_1$ ) es número de muestras de la constante de tiempo por ciclos y tienen un valor de 1000, *K* es una constante con un valor de 0.053, estos son calculados por [Benmouyal, 1995]:

$$\tau = \frac{\text{Numero\_de\_ciclos}}{\text{paso\_de\_Integración}} = \frac{3 * \left(\frac{1}{60}\right)}{50E-6} = 1000$$

$$K = \sqrt{\frac{1}{\left[ (1 + \tau_1) - \tau_1 * \cos\left(\frac{2 * \pi * 60}{F_{samp}}\right) \right]^2 + \left[ \tau_1 * \sin\left(\frac{2 * \pi * 60}{F_{samp}}\right) \right]^2}}$$

$$= \sqrt{\frac{1}{\left[ (1 + 1000) - 1000 * \cos\left(\frac{2 * \pi * 60}{20000}\right) \right]^2 + \left[ \tau_1 * \sin\left(\frac{2 * \pi * 60}{20000}\right) \right]^2}} = 0.053$$

Para encontrar el valor de *K*, los cálculos se realizan con la función de la calculadora en radianes y el valor de *F<sub>samp</sub>* se calcula de la siguiente manera:

$$F_{samp} = \frac{1}{\text{Paso\_de\_Integración}} = \frac{1}{50E-6} = 20000$$

La construcción del filtro *mimic* se llevó a cabo a través de la siguiente ecuación:

$$K((1 + \tau_1) - \tau_1 z^{-1})$$

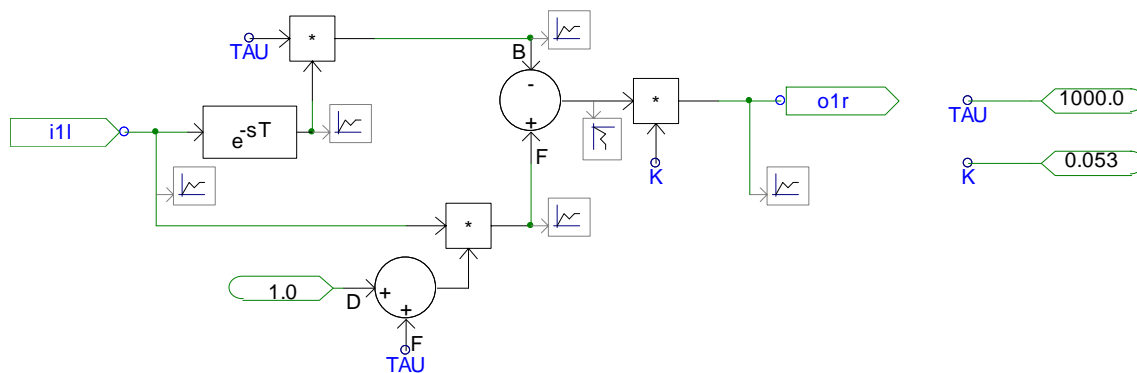


Figura 4.6 Construcción del filtro *mimic*.

Dentro del bloque del relevador los voltajes y corrientes ya filtrados son introducidos a un elemento de Transformada Rápida de Fourier FFT (Figura 4.7), el cual proporciona magnitudes (M) y fases (Ph) de los voltajes y corrientes filtrados por una FFT.

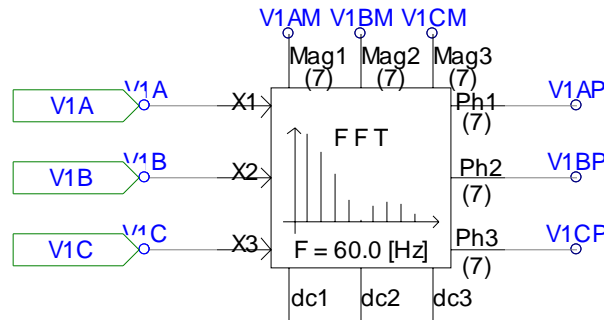


Figura 4.7 Módulos de filtro de Transformada Rápida de Fourier.

Una vez obtenidos magnitudes y fases de voltajes y corrientes, estas son introducidas a un bloque de cálculo de impedancia de fase a fase y de fase a tierra como los que se muestran en la Figura 4.8.

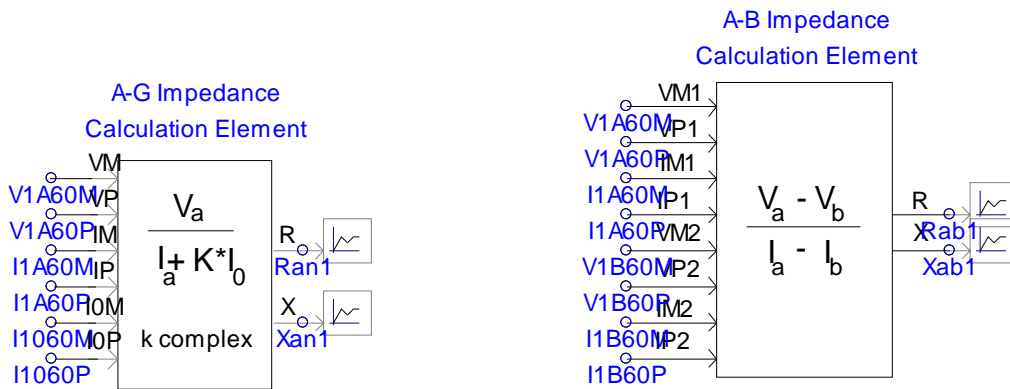


Figura 4.8 Modulo de cálculo de impedancia.

El bloque de cálculo de impedancia de fase a fase es proporcionado por el programa PSCAD, mientras que el bloque de cálculo de impedancia de fase a tierra se tuvo que construir, como se muestra en (Figura 4.9). En este  $KM$  es la magnitud del factor de compensación y  $KP$  es fisor del factor de compensación, los cuales se calculan de la siguiente manera:

$$\text{Factor de compensación} = \left( \frac{Z_0 - Z_1}{Z_1} \right) = \frac{(138.5 \angle 74.368) - (51 \angle 85.92)}{(51 \angle 85.92)} = 1.729 \angle -17.65$$

Donde -17.65 está en grados, y en radianes es igual a -0.3092.

Por lo tanto:

$$KM = 1.729$$

$$KP = -0.3092$$



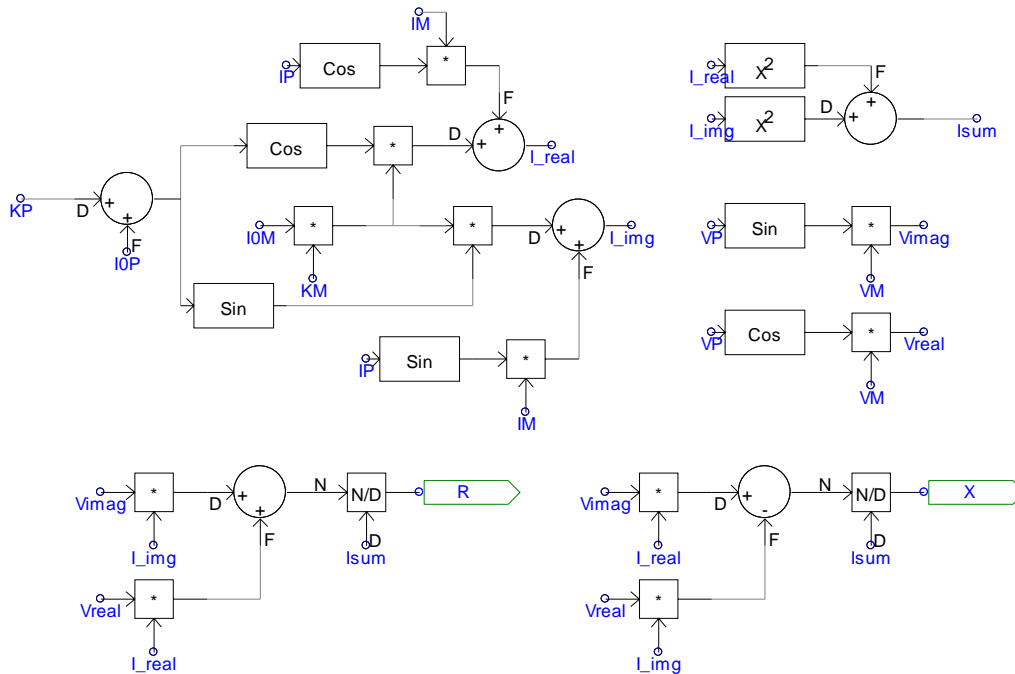


Figura 4.9 Construcción de modulo de cálculo de impedancia de fase a tierra.

### 4.3.4 Bloque de TCSC.

Cada fase del TCSC está compuesta por los elementos mostrados en la Figura 4.10, en donde los valores de capacitancia, e inductancia ya fueron calculados en la sección 4.2. El MOV iniciara a conducir cuando el voltaje emitido en el capacitor se aproxime al nivel de voltaje de protección de este, el cual es calculado de la siguiente manera [Erezzaghi y otros, 2004]:

$$V_{p1} = \sqrt{2} * I_c * X_c * PL = \sqrt{2} * 1.52 * 20.4 * 2.5 = 109kV$$

Dónde:

$V_{p1}$ = Nivel de voltaje de protección

$I_c$ = Corriente nominal en rms.

$X_c$ = reactancia del capacitor del TCSC.

$PL$ = nivel de protección (típicamente de 2.0 a 2.5)

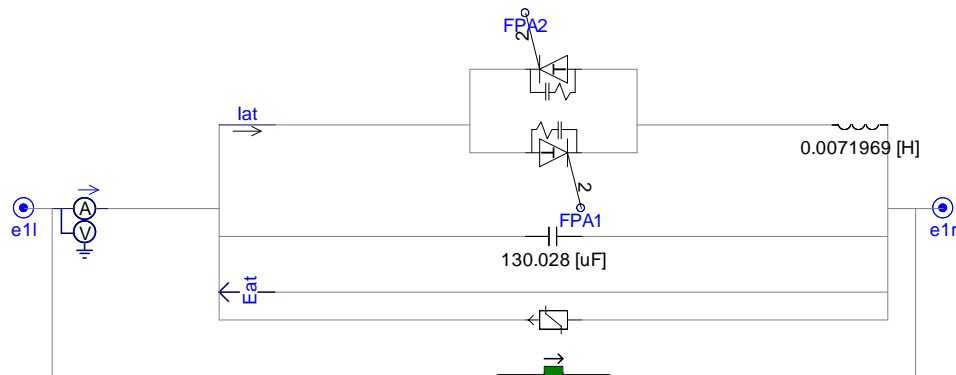
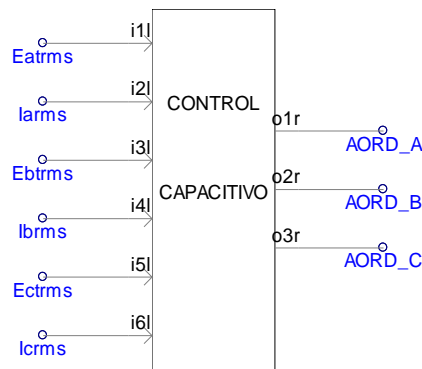


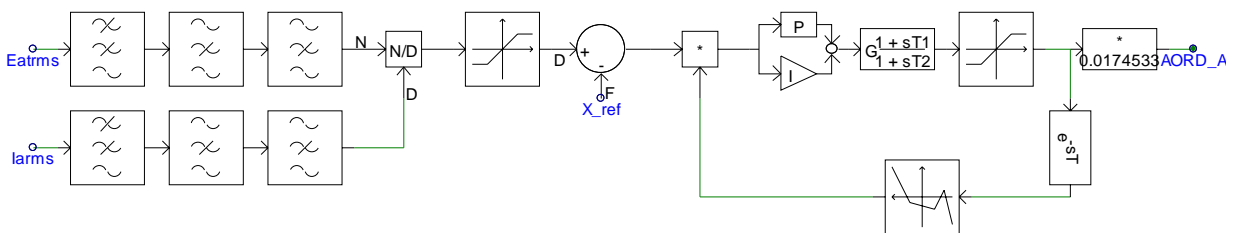
Figura 4.10 Fase "A" del TCSC.



En la Figura 4.11a se muestra el bloque de control del modo capacitivo, en donde a la entrada se tiene voltajes *rms* del capacitor y corrientes rms del tiristor por cada fase y a la salida ángulos en radianes que en grados van de 150 a 180 grados. La construcción del bloque de control capacitivo se muestra en la Figura 4.11b, es un tipo de control de impedancia de lazo cerrado, en este los voltajes de capacitor y corrientes del tiristor son rectificadas a través de un bloque de filtro que comprende un filtro pasa bandas y pasa altos a 60 y 120 Hz. Se calcula la impedancia que a su vez pasa a través de un limitador mínimo y máximo, que en nuestro caso es de 20.4 y 35.7, es decir un grado de compensación de la línea I de 0.4 a 0.7, por lo que el capacitor del TCSC en modo bloqueo solo proporciona un grado de compensación del 0.4 de la línea y en caso de falla o incremento de carga este podrá tener como máximo un grado de compensación de 0.7. Este incremento de grado de compensación de 0.4-0.7 es observado en el modo vernier capacitivo. Una vez que se tiene medida la reactancia a esta se le subtrae el valor de reactancia de referencia (el cual es el valor de reactancia de capacitor fijo o mínimo valor de reactancia de capacitor), el valor obtenido es pasado a un controlador del tipo Proporcional e Integral (PI) mostrado en la Figura 4.11d, el cual a su salida nos proporciona un ángulo de disparo el cual es introducido a un bloque de ganancia de adelanto y atraso de 0.05 y 0.016 seg respectivamente, la cual a la vez es pasada a través de un bloque de linealización mostrado en la Figura 4.11c, el cual confirma si el valor de reactancia tiene consistencia y para posteriormente enviar el valor de ángulo en radianes (AORD\_A) al generador de pulsos (Figura 4.13).



(a)



(b)



x	y
x1	y1
150	0.3
x2	y2
155	0.67
x3	y3
160	0.83
x4	y4
165	0.96
x5	y5
170	0.98
x6	y6
175	0.994
x7	y7
180	1.0
x8	y8
188.9	176
x9	y9
302.0	170
x10	y10
346.0	168

(c)

Configuration

Proportional Gain: 0.8

Integral Time Constant: T

Maximum Limit: 180

Minimum Limit: 159

Initial Output of Integrator: 180

Integration Method: Trapezoidal

Interpolation Compatibility

Disabled

Enabled

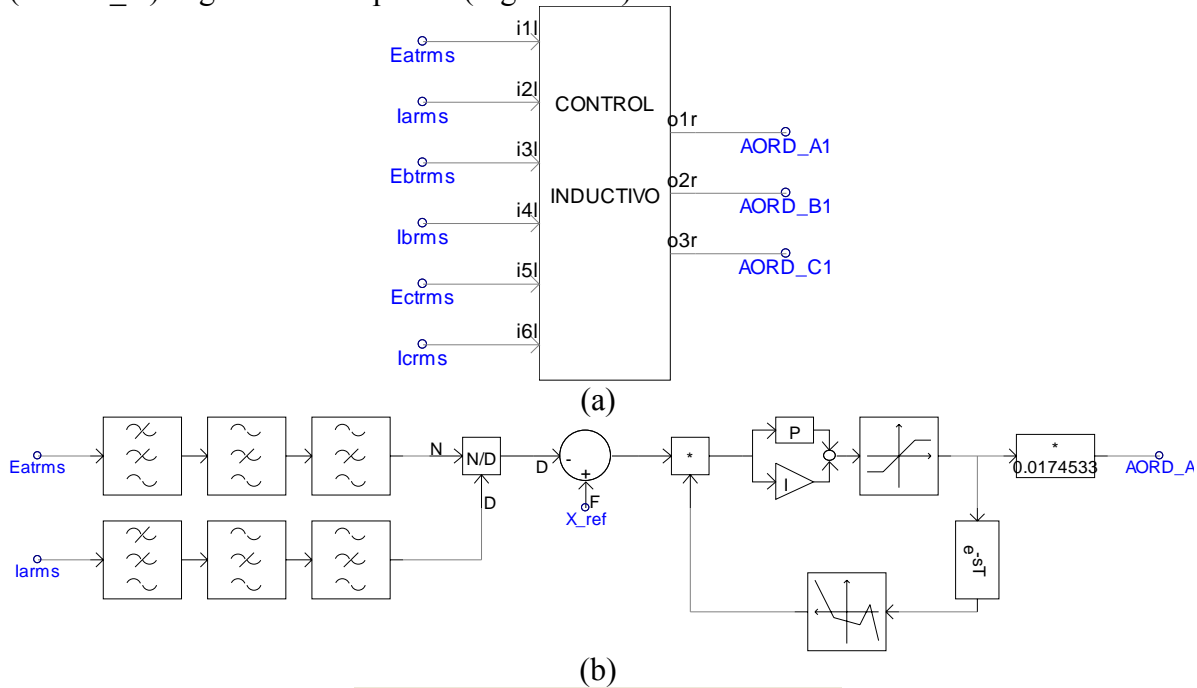
(d)

Figura 4.11 Bloque de control del modo capacitivo

En la Figura 4.12a se muestra el bloque de control del modo inductivo, en donde a la entrada se tiene voltajes rms del capacitor y corrientes del tiristor por cada fase y a la salida ángulos en radianes que en grados van de 90 a 145 grados. La construcción del bloque de control inductivo se muestra en la Figura 4.12b, es un tipo de control de impedancia de lazo cerrado, en este los voltajes de capacitor y las corrientes del tiristor son rectificadas a través de un bloque de filtro que comprende un filtro pasa bandas y pasa altos a 60 y 120 Hz. Se calcula la impedancia, que a su vez pasa través de un limitador mínimo y máximo, que en nuestro caso es de 3.11 y 6.22, es decir es decir el valor de 3.11 es la reactancia inductiva

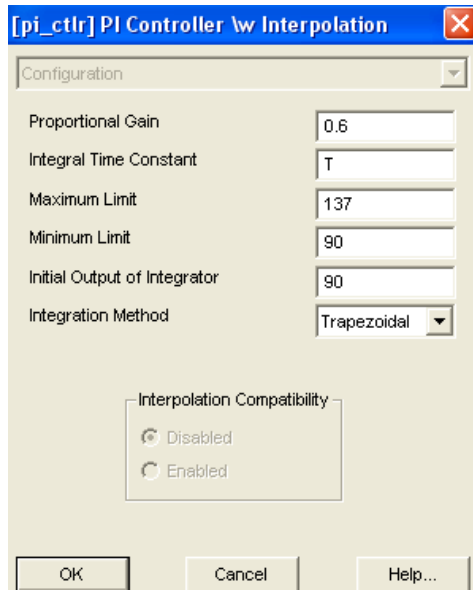


que resulta cuando el TCSC se encuentra en modo puenteo, es decir  $\alpha=90$  grados, el cual es reactancia en paralelo equivalentes entre el inductor y el capacitor, por lo que el valor 6.22 es dos veces ese valor. En modo vernier el inductivo el TCSC podrá variar el valor de reactancia capacitiva según su ángulo de disparo en un valor de 3.11- 6.22. Una vez que se tiene medida la reactancia a esta es multiplicada por -1 y enseguida se le agrega el valor de reactancia de referencia (el cual es 2 veces el valor de la reactancia cuando el ángulo de disparo de tiristor es  $\alpha=90$  grados, es decir la reactancia de referencia es de 6.22), el valor obtenido es pasado a un controlador del tipo Proporcional e Integral (PI) mostrado en la Figura 4.12, el cual a su salida nos proporciona un ángulo de disparo el cual pasa a través de un bloque de linealización mostrado en la Figura 4.12c, el cual confirma si el valor de reactancia tiene consistencia y para posteriormente enviar el valor de ángulo en radianes (AORD\_A) al generador de pulsos (Figura 4.13).



x	y
90	1
95	0.95
100	0.9
105	0.875
110	0.86
115	0.76
120	0.68
130	0.44
140	0.15
145	0.04

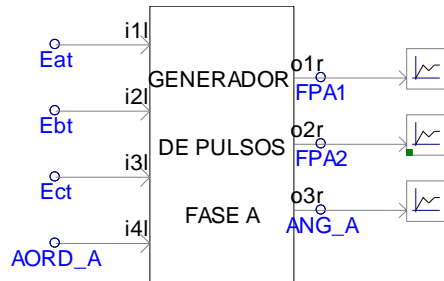
(c)



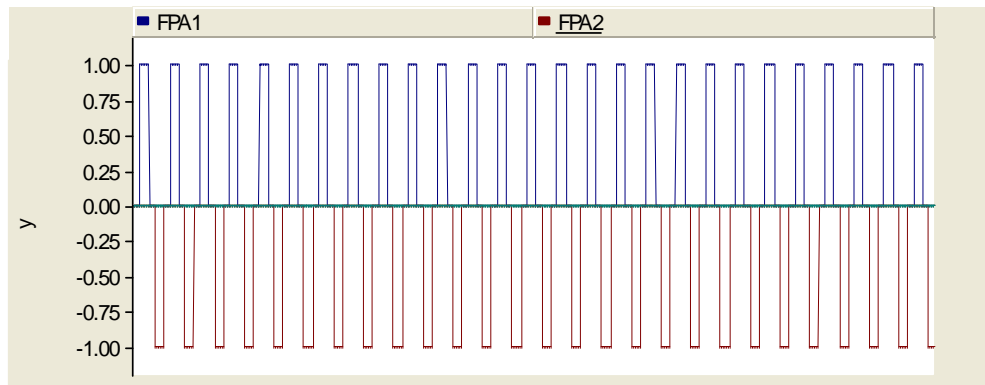
(d)

Figura 4.12 Bloque de control del modo Inductivo

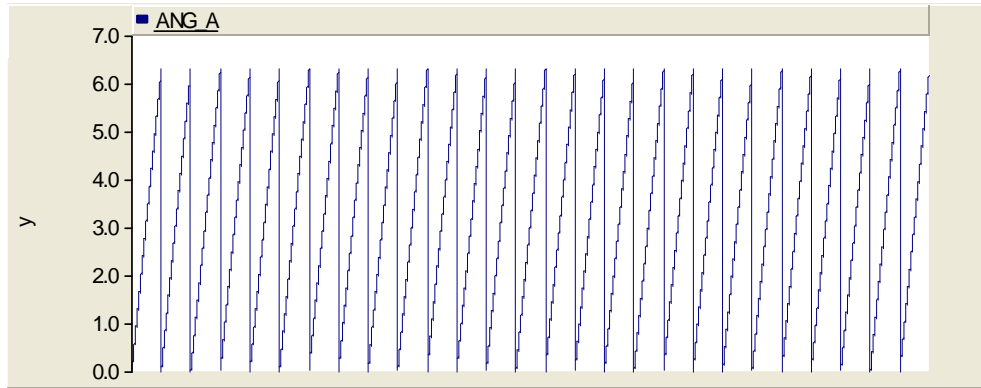
El generador de pulsos Figura 4.13a en su entrada tiene los voltajes de capacitor de cada fase, y el ángulo de disparo en radianes, este a su salida proporciona los pulsos para los tiristores (FPA1 y FPA2) que en esta caso son para la fase A como se muestra en la Figura 4.13b y ANG\_A es la rampa de señal que varía de 0 a 360 grados como que se observa en la Figura 4.13c.



(a)



(b)



(c)

Figura 4.13 Bloque de generador de pulsos.

En la Figura 4.14 se muestra la construcción del elemento generador de pulsos. Las señales de voltaje del capacitor son introducidas al bloque PI trifásico de bloqueo de lazo de fase, PLL por sus siglas en inglés. El cual genera una señal de rampa llamada *theta* que varía de 0 a 360 grados, sincronizada o bloqueada en fase, al voltaje de entrada  $V_a$  para la fase A,  $V_b$  para la fase B y  $V_c$  para la fase C. La señal *theta* (Figura 4.13c) entra a la entrada H del bloque de pulsos de disparo interpolados y ángulo de disparo en radianes  $AORD\_A$  entra en la entrada L del bloque de pulsos de disparo interpolados. A la salida del bloque pulsos de disparo interpolados se encuentra los pulsos de disparo (Figura 4.13b) que posteriormente serán enviadas a cada tiristor.

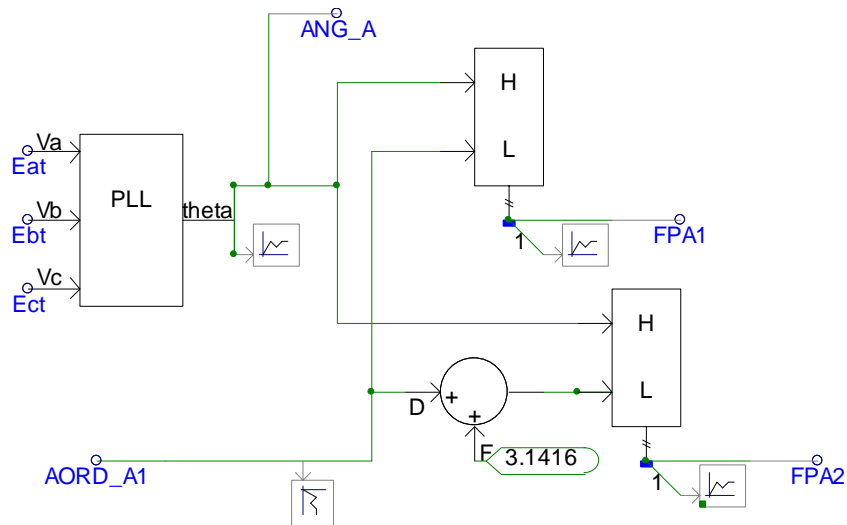


Figura 4.14 Construcción del elemento de generador de pulsos.

#### 4.3.5 Cambio de modo vernier capacitivo a modo vernier inductivo.

Debido a que en ciertas fallas (principalmente las cercanas al TCSC) la corriente de la línea compensada incrementa demasiado, el TCSC tiene la opción de disminuir esta valor



de corriente de falla, con solo cambiar del modo de operación capacitivo (operación en condiciones normales) a un modo inductivo, en donde el TCSC aporta reactancia inductiva, la cual hace que la magnitud de corriente de falla disminuya y de esa manera disminuye el riesgo en el capacitor del TCSC, al MOV y a los equipos de medición de la protección. En nuestro caso, el TCSC podrá cambiar de modo de operación capacitivo a inductivo cuando existe una falla y el relevador llamado B7 (relevador de distancia para el TCSC) la detecte dentro de su zona de operación. Este se encuentra localizado después del TCSC (a la mitad de la línea I) como se muestra en la Figura 4.15. Y la zona de operación del Relevador B7 es mostrada en la Figura 4.16, en esta figura se puede observar que el círculo *mho* de la característica de operación del relevador es desplazado de su origen para poder cubrir toda la línea I. Debido a que con la característica *mho* convencional el relevador cubre hacia delante de la línea el 50% de la impedancia de la línea. Pero con la modificación el relevador puede cubrir también la parte de atrás pero no el 50% ya que él en condiciones normales TCSC permanece en modo capacitivo, lo cual hace que ese 50% de línea se vea reducido. Por lo tanto al 50% de la reactancia de línea hacia atrás del relevador se le resta el total de reactancia capacitiva fija del TCSC, teniendo así la característica *mho* de operación mostrada en la Figura 4.16. Las líneas punteadas muestran la característica *mho* del relevador B7 para solo el 50% de la línea I hacia delante, y la línea continua muestra la característica *mho* modificada que permite al relevador contemplar en su característica de operación a toda la línea I.

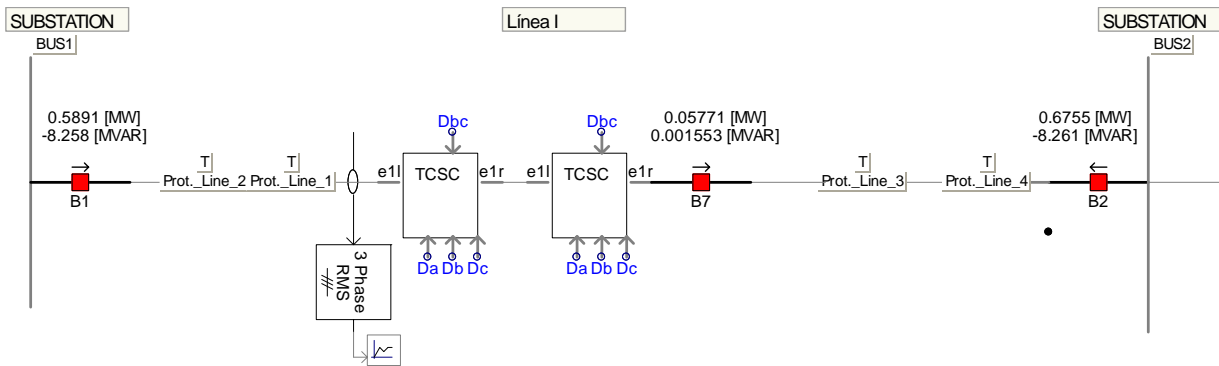


Figura 4.15 Localización del TCSC

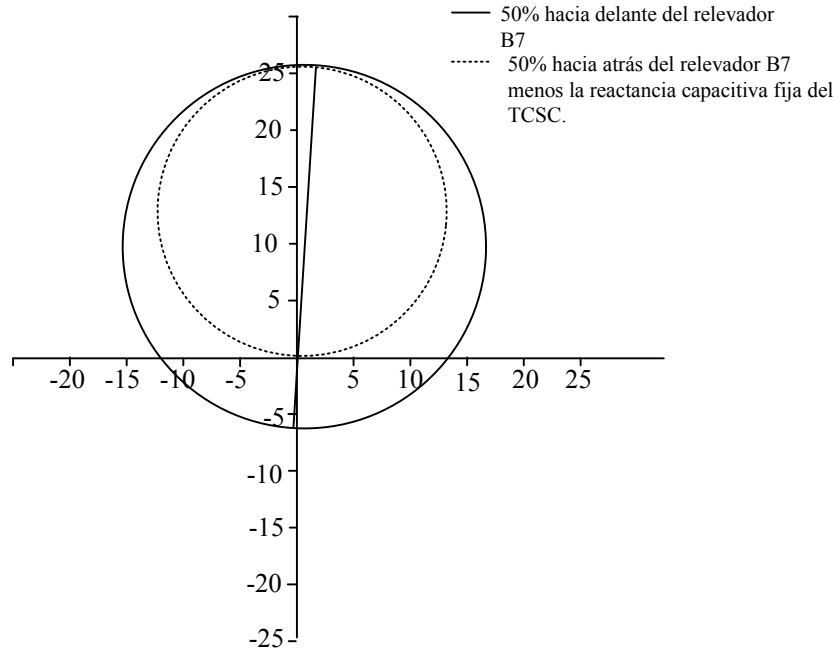


Figura 4.16 Característica *mho* del relevador que permite el cambio de modo capacitivo a inductivo del TCSC.

Cuando el relevador B7 ya ha detectado que se debe hacer el cambio de modo capacitivo a inductivo, este envía una señal de valor 1 para informar que fase a tierra o fases deben cambiar. Las señales que indican falla de fase a tierra son  $D_a$ ,  $D_b$ ,  $D_c$  y las señales que indican falla de fase a fase son  $D_{ab}$ ,  $D_{bc}$ ,  $D_{ca}$ , las cuales son mostradas en la Figura 4.17.

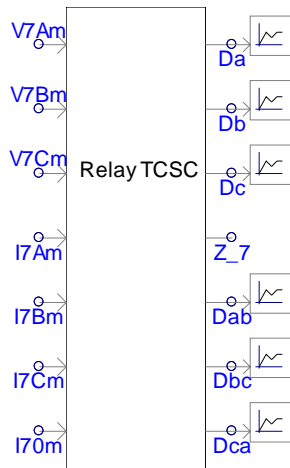


Figura 4.17 Bloque de relevador que permite el cambio operación de modo capacitivo a inductivo.

Debido a que a la salida del relevador B7 (relevador del TCSC) tenemos 1 (operación) o 0 (no operación) se hizo un arreglo en PSCAD para poder hacer este cambio de modo de operación. Se colocaron dos bloques de TCSC en medio de la línea, donde uno opera con control capacitivo y el otro con un control inductivo. Ya que el TCSC tiene tres fases, a cada fase se les colocó un interruptor y se construyó un elemento (Figura 4.18) para que en condiciones normales los interruptores del TCSC con control capacitivo estén abiertos y los





de TCSC con control inductivo estén cerrados. Una vez que el relevador B7 detecta falla esta manda a cerrar el interruptor de la fase fallada en bloque del TCSC con control capacitivo y manda una señal para abrir el interruptor de la fase fallada en bloque de TCSC con control inductivo.

En la Figura 4.18 se muestra el control que permite que los interruptores de las fases de los TCSC abran o cierren. En esta observa el control para las tres fases a tierra (AN, BN, CN) y para los de fase a fase solo se muestra el de BC debido a que en este trabajo solo se contemplan para fallas de fase a fase (fases B y C).

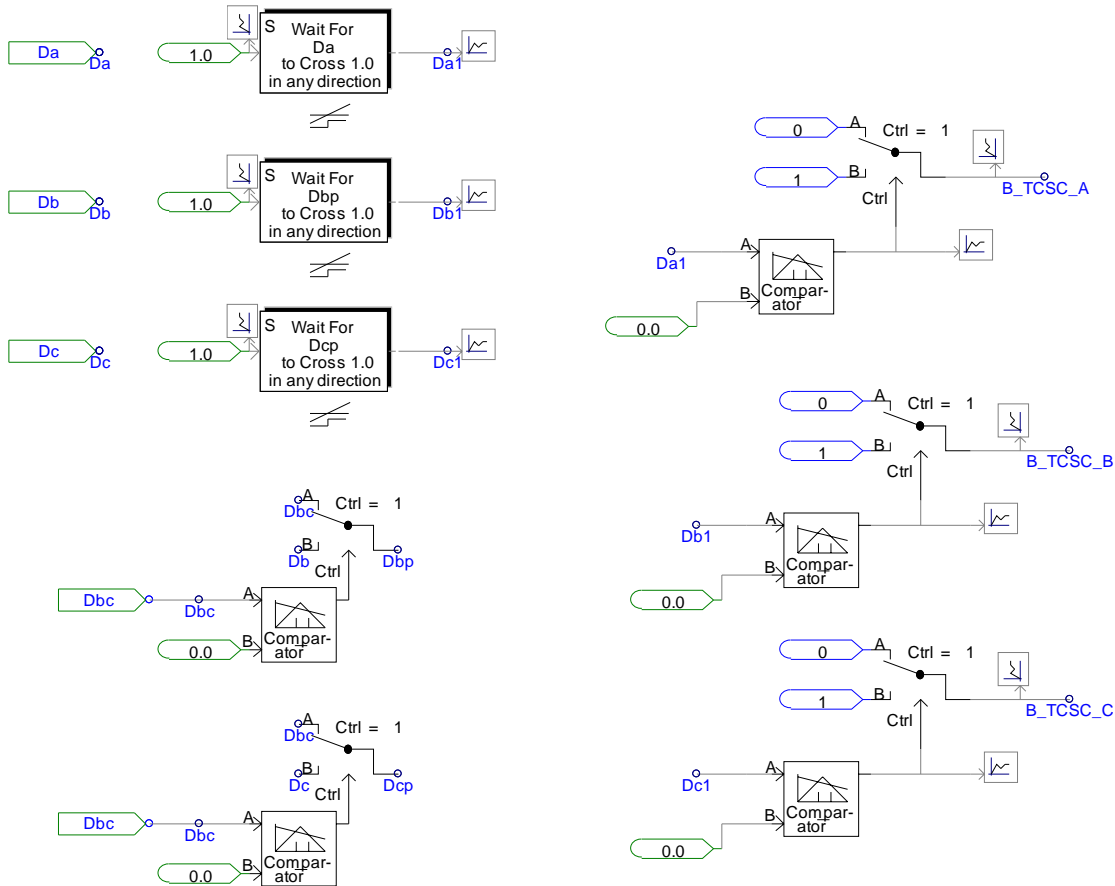


Figura 4.18 Bloque que permite a los interruptores de cada fase del TCSC abran o cierren para cambiar de modo de operación capacitivo a inductivo.

#### 4.4 Creación de escenarios de falla.

El sistema de potencia de prueba usado para la simulación en PSCAD se describe en la sección 4.2 y se muestra en la Figura 4.1. Diferentes condiciones de operación del sistema de potencia de prueba y de las condiciones de falla forman los casos de prueba empleados para este estudio. La variación de las condiciones de operación y de falla en el sistema de potencia de prueba se describe en la Tabla 4.1:



Tabla 4.1 Escenarios de falla

Configuración del sistema de potencia:	Condiciones de falla			Condiciones de operación	
	Tipo de Falla.	Resistencia de falla $\Omega$	Localización de falla.	SIR	Ángulos de las fuentes 3,1,2,4:
Configuración 1	F_AN	0	LF1	0.1	FC1=0,0,0,0
Configuración 2 <i>(aplica a ambas config.)</i>	F_BC	5	LF2	0.5	Izquierda a derecha:
	F_BCN	10	LF3	1.0	FC2=30,15,0,-15
	F_ABCN		LF4		FC3=60,30,0,-30
			LF5		Derecha-Izquierda:
		LF6		FC4=-15,0,15,30	
					FC5=-30,0,30,60
2	4	3	6	3	5

Si multiplicamos los números de la última fila de la Tabla 4.1 que representan el número de variaciones en las condiciones de falla y operación del sistema de potencia se tiene un total de escenarios de falla de:  $2*4*3*6*3*5=2160$ .

Usando como base el sistema mostrado en la Figura 4.1 y modificándolo se pueden obtener dos 2 configuraciones de sistema de potencia de prueba los cuales tienen un comportamiento diferente que merece ser estudiado en este trabajo. La configuración del sistema 1 tiene todas sus fuentes de voltaje conectadas y la configuración de sistema 2 tiene sus fuentes de voltaje 1 y 2 desconectadas. De esta manera se simulan condiciones para un sistema de tipo robusto con inyección de potencia en cada uno de los nodos de la red y con tramos de línea de 100km cada uno. Aquí se pretende analizar el comportamiento de la protección de distancia en líneas con presencia de TCSC para el caso de un sistema robusto. Mientras que la configuración de sistema 2 al tener inyecciones de potencia solo en ambos buses de los extremos representa la situación de una línea de transmisión muy larga (300 km), lo que representa a un sistema de potencia débil en términos del nivel de corriente de corto circuito.

Se eligió usar los tipos de falla mencionada en la Tabla 4.1 ya que estos representan los tipos de fallas más comunes en líneas de transmisión: falla de fase a tierra, falla entre fases, falla de dos fases a tierra y falla trifásica.

Refiriéndonos a la robustez del sistema de potencia, este se puede representar también en términos de la relación de impedancia de fuente a línea conocido más comúnmente por sus siglas en inglés como relación SIR, los valores seleccionados de SIR son 0.1, 0.5, 1.0 para cada una de las configuraciones del sistema. Este valor como su nombre lo indica representa la relación de la impedancia de secuencia positiva de las fuentes entre la impedancia de la línea de transmisión y físicamente representa el grado de contribución de corriente de corto circuito, por lo que un valor grande de SIR representa un sistema de



potencia robusto y un valor pequeño de SIR representa un sistema de potencia débil según sea el caso. El tema de SIR se explica a detalle en el apéndice B.

Los distintos puntos de falla para los escenarios de falla fueron descritos en la sección 4.2. La combinación de ángulos de las fuentes, son para estudiar el comportamiento del TCSC a distintos flujos de carga. Como se puede observar en la Tabla 4.1 se tienen 4 valores separados por comas, el primer valor representa el ángulo equivalente de la fuente 3, el segundo el ángulo de la fuente 1, el tercero la fuente 2 y el cuarto para la fuente 4. También se consideraron casos donde las fuentes no tienen un ángulo, es decir no existe carga, y en los otros casos cuando el ángulo va de un valor mayor a menor de izquierda a derecha permitió estudiar casos cuando el flujo de carga va en dirección hacia adelante y el caso de derecha a izquierda es cuando el flujo de carga va hacia atrás es decir en forma inversa.

#### **4.5 Ajustes principales en el programa PSCAD para obtener los resultados.**

El paso de integración empleado para todas las simulaciones transitorias en este trabajo se fijó a  $50\mu\text{s}$  ( $50 \text{ E-}6$  segundos). Para todos los casos de prueba, la condición de inicio de falla se fijó a 0.5 segundos de iniciada la simulación, asimismo durante cada uno de las simulaciones se midieron cuatro valores de impedancia en cada una de las localizaciones de los relevadores de distancia, es decir en LF1, LF2, LF3, LF4, LF5, LF6. Las impedancias medidas en cada relevador se hicieron en 4 distintos tiempos, a los 0.45, 0.55, 0.65 y 0.75 segundos. Estas mediciones de impedancia representan los valores de prefalla y falla (primeros ciclos de falla y valor final de impedancia de falla). En el apéndice E se muestran las simulaciones transitorias de uno de los relevadores en el programa PSCAD, en ellas se observan las oscilaciones que se tienen para la medición de impedancia.

Para poder tomar registro de los variables de falla (condiciones de operación, falla e impedancias de falla) de cada uno de los distintos escenarios de falla se requirió hacer uso dentro del programa PSCAD de una interface con Matlab para poder grabar todas estas señales en varios archivos y realizar un análisis de estos datos. En la Figura 4.19 se observa el bloque de PSCAD que representa el enlace con el programa de Matlab para almacenar en un archivo las variables de los distintos escenarios de falla. Los archivos de relevador para cada caso almacenan 4 distintos tiempos para cada escenario de falla y para cada una de las seis unidades de relevador (AN, BN, CN, AB, BC, CN). En otro documento se almacena también al información del modo de operación del TCSC (0 indica modo capacitivo y 1 indica modo inductivo) para poder analizar con más detalle cada escenario de falla. Una vez guardados los archivos para todos los casos de falla, estos son enviados a una hoja de cálculo de Excel, la cual nos permite agrupar todos estos datos de los distintos escenarios de falla y a través del desarrollo de algunas fórmulas que definen de manera simplificada la lógica de operación de los relevadores de protección, se calculan las operaciones incorrectas de los relevadores, las cuales son ocasionadas por los efectos del TCSC en nuestro sistema de potencia utilizado.

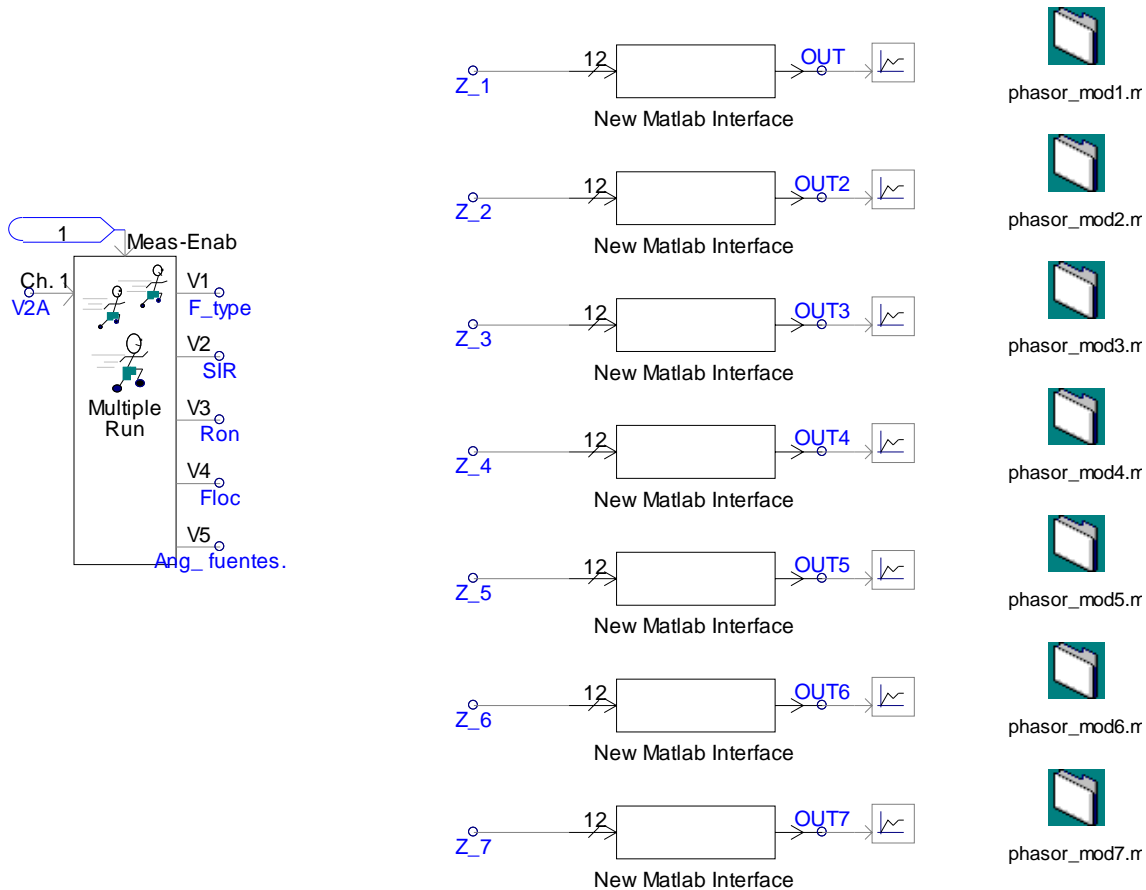


Figura 4.19 Bloques en PSCAD para interfaz con matlab para almacenar los datos de los distintos escenarios de falla.

#### 4.6 Descripción de la hoja de cálculo realizada para analizar los efectos del TCSC en la protección de distancia.

Debido a la limitación de espacio no se pueden mostrar las graficas de la impedancia transitoria para cada falla y es por eso que es necesario crear una hoja de Excel para procesar las mediciones de impedancia que corresponden a la impedancia de falla y de esta manera poder observar los efectos que tiene el TCSC en la protección de distancia y a su vez agrupar las operaciones incorrectas de los relevadores. A continuación se muestran los pasos que se siguieron para la formar la hoja de cálculo del relevador 1, para los otros relevadores es lo mismo solo cambia la localización de falla. También cabe aclarar que los valores de resistencia y reactancia que se usaron para el análisis son los de datos que se miden en el tiempo T3, 15ms después de la falla.

1. Detectar que fases disparan para determinado tipo de falla, para zona 1 y zona 2. En esta descripción solo se muestra el de la zona1, ya que en el de zona 2 solo cambia el valor de % de la línea que cubre la zona 2:

Disparo de la zona 1 de la fase A (1\_opero,0\_no opero)=  
 $SI(Y(IM.ABS(IM.SUSTR(IM.PRODUCT(impedancia\ de\ la\ línea\ de\ secuencia$



positiva ;% de la línea que cubre la zona 1\*0.5);COMPLEJO(resistencia en fase A; reactancia en fase A))<= IM.ABS(IM.PRODUCT(impedancia de secuencia positiva de la línea ;% de la línea que cubre la zona 1\*0,5)));1;0)

2. Identificar con un valor 1 si los disparos de zona para determinado tipo de falla fue correcto (solo se mostraran los de zona 1, por lo que para las de zona 2 se debe considerar las localizaciones de falla para estas, sin considerar las de zona 1):

Disparo correcto de zona 1 para fallas tipo F\_AN(1\_correcto y 0\_incorrecto)= SI (Y (tipo de falla F\_AN; existe disparo de zona 1 para tipo de falla F\_AN;O (localizaciones de falla LF3; LF4); Y (Todas las fases excepto AN no disparan)); 1; 0)

Disparo correcto de zona 1 para la falla tipo F\_BCN(1\_correcto y 0\_incorrecto)= SI(Y(tipo de falla F\_BCN;O(Y(disparo de la fase B,C y BC de zona 1);Y(disparo de la fase B y BC);Y(disparo de la fase B y C);Y(disparo de la fase C y BC));O(localización de falla LF3,LF4));1;0)

Disparo correcto de zona 1 para la falla tipo F\_BC= SI (Y (tipo de falla F\_BC; disparo de zona 1 para falla tipo F\_BC; O (localización de falla LF3, LF4); Y (todas las fases excepto BC no disparan)); 1; 0)

Disparo correcto de zona 1 para la falla tipo F\_ABCN = SI (Y (Tipo de falla F\_ABCN; O (localización de falla LF3, LF4); Y (ninguna fase de zona 2 disparan)); 1; 0)

3. Determinar que disparos de zona 1 y zona 2 son correctos, (1\_correcto y 0\_incorrecto). Solo se muestra el de zona 1, el de zona 2 es semejante solo que se deben considerar las localizaciones de falla que involucran a zona 2 sin considerar las que consideraron zona 1:

Operación correcta de zona 1 (1\_correcto y 0\_incorrecto)= SI(O(localización de falla LF1, LF2, LF5, LF6; Y(O(Localización de falla LF3,LF4);tipo de falla F\_AN; disparo correcto de zona 1 para fallas del tipo F\_AN=1);Y(O(Localización de falla LF3 y LF4);tipo de falla F\_BCN ; disparo correcto de zona 1 para fallas tipo F\_BCN=1);Y(O(Localización de falla LF3, LF4); tipo de falla F\_BC; disparo correcta de zona 1 para falla del tipo F\_BC=1);Y(O( localización de falla LF3, LF4); Tipo de falla F\_ABCN; Disparo correcto de zona 1 para falla tipo F\_ABCN=1));1;0)

4. Escenario de falla que tiene una operación incorrecta. Pero aquí aún no se considera las operaciones de primer grado del tipo (opero cuando no debía operar):  
SI(O (operaciones incorrectas de zona 1; operaciones incorrectas de zona 2); 0; 1)

5. El valor 0 indica las operaciones incorrectas por selección de fase:  
CI=SI(O(escenarios con operación incorrecta=1;Y(escenarios con operación incorrecta=0;O(operaciones incorrectas por subalcance=1;operaciones incorrectas



por sobrealcance=1;operaciones incorrectas de primer grado del tipo NO (no opero cuando debía operar)=1));0;1)

6. Determinar las operaciones incorrectas de primer grado del tipo NO ( no opero cuando debía operar):  
SI (Y(O (Localización de falla LF3, LF4, LF5); Y (ninguna fase opera)); 1; 0)
7. Determinar las operaciones incorrectas de primer grado del tipo (Opero cuando no debía operar)=SI (Y(O (Localización de falla LF1, LF2, LF3); O (alguna de las fases disparo)); 1; 0)
8. Determinar las operaciones incorrectas por subalcance: SI(O(Y(tipo de falla F\_AN; Operación incorrecta de zona 1;no disparo de zona 1 de la fase AN; disparo de la zona 2 de la fase AN);Y(tipo de falla F\_BC; escenario de falla con operación incorrecta; no disparo de zona 1 de la fase BC; disparo de zona 2 de la de la fase BC);Y( fallas del tipo F\_BCN; escenario con operación incorrecta ;O(Y( no disparo de zona 1 de la fase CN, BN, BC; disparo de la zona 2 de la fase BN, CN, BC );Y(no disparo de zona 1 de la fase BN, BC; disparo de zona 2 de la fase BN, BC);Y(no disparo de zona 1 de la fase BN, CN; disparo de zona 2 de la fase BN y CN);Y(no disparo de zona 1 de la fase CN, BC; disparo de zona 1 de la fase CN y BC)));Y(tipo de falla F\_ABCN; escenario de falla con operación incorrecta ;Y(ninguna fase en zona 1 dispara; todas las fases de zona 2 disparan)));1;0)
9. Operación incorrecta por sobrealcance: SI(O(Y(tipo de falla F\_AN; Operación incorrecta de zona 1; disparo de zona 1 de la fase AN; no disparo de la zona 2 de la fase AN);Y(fallas del tipo F\_BC; escenario de falla con operación incorrecta; disparo de zona 1 de la fase BC; no disparo de zona 2 de la fase BC);Y( fallas del tipo F\_BCN; escenario con operación incorrecta ;O(Y( disparo de zona 1 de la fase CN, BN, BC; no disparo de la zona 2 de la fase BN, CN, BC );Y(disparo de zona 1 de la fase BN, BC; no disparo de zona 2 de la fase BN, BC);Y(disparo de zona 1 de la fase BN, CN; no disparo de zona 2 de la fase BN y CN);Y( disparo de zona 1 de la fase CN, BC; no disparo de zona 1 de la fase CN y BC)));Y(tipo de falla F\_ABCN; escenario de falla con operación incorrecta ;Y(todas las fases en zona 1 dispara; ninguna de las fases de zona 2 disparan)));1;0).

#### 4.7 Análisis de resultados de los escenarios de falla.

Una vez elaborada y verificada la hoja de cálculo en Excel se obtuvo lo siguiente:

Para las localizaciones de falla 2, 3, 4, y 5 de acuerdo a la Figura 4.1 y dependiendo del tipo de falla (fase o fases falladas) hacen que en la mayoría de los casos las fases de TCSC también cambien del modo de operación capacitivo al modo inductivo. La información del modo de operación del TCSC se registra como datos provenientes del Relevador B7. Este relevador se encuentra dentro del TCSC y ayuda a cambiar el modo de operación dependiendo de las condiciones del sistema de potencia (en caso de falla, habilita el cambio



del modo de operación del TCSC). Los detalles del diseño de este relevador se muestran en la sección 4.3.5.

Debido a la cantidad de operaciones incorrectas en los relevadores como resultado de los casos de prueba se decidió clasificarlas de acuerdo a su grado de afectación en la integridad del sistema de potencia de prueba en operaciones incorrectas de primer grado, segundo grado y tercer grado:

*Operaciones incorrectas de tercer grado:* este tipo de operación incorrecta de los relevadores es cuando el relevador determina de manera errónea la(s) fase(s) involucrada(s) en la falla y consecuentemente manda la señal de disparo a su interruptor asociado. Esta operación incorrecta se clasificó con el nivel de gravedad más bajo ya que se considera que aunque se clasifique de manera incorrecta el tipo de falla, al final esta es detectada y por tanto el disparo del interruptor se realiza. En este caso un disparo tripolar del interruptor libera la falla y es de hecho esta una práctica operativa en la CFE ya que el disparo monopolar no está habilitado. La cantidad de fallas que caen dentro de esta clasificación se muestran en la Tabla 4.2 y Tabla 4.3.

Tabla 4.2 Operaciones incorrectas de tercer grado (selección de fase) para la configuración de sistema 1.

Numero de Relevador	Falla: F AN	Falla: F BCN	Falla: F BC	Falla: F ABCN
1	6	8	52	4
2	7	10	54	7
3	0	5	22	6
4	0	5	22	6
5	0	13	23	11
6	0	13	23	10

Tabla 4.3 Operaciones incorrectas de tercer grado (selección de fase) para la configuración de sistema 2.

Numero de Relevador	Falla: F AN	Falla: F BCN	Falla: F BC	Falla: F ABCN
1	0	3	13	28
2	0	3	12	21
3	10	12	4	10
4	10	12	4	9
5	0	3	35	2
6	0	3	34	1

*Operaciones incorrectas de segundo grado:* en esta clase se agrupan las operaciones incorrectas de los relevadores relacionadas con un subalcance o sobrealcance de zona. El subalcance de zona se da cuando el relevador debería de haber detectado la falla en la característica de operación de la zona 1, sin embargo la detectó en zona 2. El sobrealcance es cuando el relevador debió haber detectado la falla en su característica de operación de zona 2, sin embargo el relevador la detectó en zona 1. La gravedad de este tipo de falla es intermedia ya que considera atraso o aceleración de la liberación de falla, sin embargo al final la falla se elimina. Una situación grave puede ocurrir si se desconectan más equipo de



los necesarios al acelerar indebidamente el relevador que involucra el disparo de zona 2. Este tipo de fallas de operación se muestran en la Tabla 4.4, Tabla 4.5, Tabla 4.6, Tabla 4.7.

Nota: Si algún relevador no aparece en estas tablas es porque no presento operaciones incorrectas.

Tabla 4.4 Operaciones incorrectas de segundo grado de los relevadores (subalcance) para configuración de sistema 1.

Numero de Relevador	Falla: F AN	Falla: F BCN	Falla: F BC	Falla: F ABCN
1	34	37	39	39
2	34	35	29	37

Tabla 4.5 Operaciones incorrectas de segundo grado de los relevadores (sobrealcance) para la configuración de sistema 1.

Numero de Relevador	Falla: F AN	Falla: F BCN	Falla: F BC	Falla: F ABCN
1	0	0	7	0
2	0	0	6	0

Tabla 4.6 Operaciones incorrectas de segundo grado de los relevadores (subalcance) para la configuración de sistema 2.

Numero de Relevador	Falla: F AN	Falla: F BCN	Falla: F BC	Falla: F ABCN
1	31	34	27	23
2	22	35	29	23

Tabla 4.7 Operaciones incorrectas de segundo grado de los relevadores (sobrealcance) para la configuración de sistema 2.

Numero de Relevador	Falla: F AN	Falla: F BCN	Falla: F BC	Falla: F ABCN
1	0	0	3	0
2	0	0	2	0

*Operaciones incorrectas de primer grado:* este tipo de fallas de operación del relevador son de dos tipos: opero cuando no debía operar y no opero cuando debía operar. Las fallas de operación del tipo opero cuando no debía operar son aquellas en las que el relevador pierde direccionalidad y observa fallas que están atrás de él o fallas que originalmente no deben entrar ni siquiera en zona 2, es decir el relevador sobrealcanza. Los casos de operación incorrecta del tipo no opero cuando debía operar son aquellas en las que al menos la característica de operación de zona 2 debía haber visto la falla. En este caso el relevador tiene subalcance de su zona de operación. Claramente este tipo de fallas presenta la mayor gravedad desde el punto de vista de operación del sistema de potencia ya que la protección puede dejar fuera de servicio algunos elementos del sistema que no tienen falla alguna mientras que la peor situación ocurre cuando una falla existe y la protección simplemente





no opera. Este tipo fallas de operación de los relevadores se observa en la Tabla 4.8, Tabla 4.9, Tabla 4.10, Tabla 4.11.

Nota: Si el relevador en cuestión no aparece en la tabla es porque no presentó ninguna operación incorrecta.

Tabla 4.8 Operaciones incorrectas de primer grado de los relevadores (no opero cuando debía operar) para la configuración de sistema 1.

Numero de Relevador	Falla: F AN	Falla: F BCN	Falla: F BC	Falla: F ABCN
1	17	16	7	16
2	21	15	15	17
3	0	0	0	0
4	0	0	0	0
5	24	21	15	24
6	24	22	15	24

Tabla 4.9 Operaciones incorrectas de primer grado de los relevadores (opero cuando no debía operar) para la configuración de sistema 1.

Numero de Relevador	Falla: F AN	Falla: F BCN	Falla: F BC	Falla: F ABCN
1	5	17	12	10
2	5	16	10	9
3	3	15	9	8
4	3	15	9	8

Tabla 4.10 Operaciones incorrectas de primer grado de los relevadores (no opero cuando debía operar) para la configuración de sistema 2.

Numero de Relevador	Falla: F AN	Falla: F BCN	Falla: F BC	Falla: F ABCN
1	1	0	7	1
2	2	1	3	0
3	2	5	0	8
4	2	5	0	8
5	0	0	0	2
6	0	0	0	3

Tabla 4.11 Operaciones incorrectas de primer grado de los relevadores (opero cuando no debía operar) para la configuración de sistema 2.

Numero de Relevador	Falla: F AN	Falla: F BCN	Falla: F BC	Falla: F ABCN
1	32	54	57	43
2	34	55	53	43
3	6	30	12	9
4	7	30	12	10
5	0	9	4	3
6	0	9	0	3



De la clasificación de las fallas de operación que se realizó, las más severas son las de primer grado, por lo que se analizaron más a fondo.

#### 4.7.1 Análisis de las operaciones incorrectas de primer grado.

Debido a que existen una gran cantidad de parámetros de operación del sistema y de condiciones de falla que fueron variados para obtener los diferentes escenarios de falla, a continuación en la Tabla 4.12 se mencionan a detalle los identificadores relacionados con la los parámetros que se variaron y que se aparecen en las gráficas que posteriormente se discuten. Como una forma de simplificar la visualización de resultados y a pesar de que se tiene todos los resultados de los 6 relevadores del sistema de potencia de prueba para las configuraciones 1 y 2, es suficiente con mostrar solo los resultados de los relevadores 1, 3 y 5, ya que los resultados de los relevadores 2, 4 y 6 son muy similares debido a la simetría que tiene el sistema utilizado.

Tabla 4.12 Identificadores para los distintos escenarios de falla

Operaciones Incorrectas.	SIR	Resistencia de falla $\Omega$	Localización de falla.	Ángulos de las fuentes 3,1,2,4:
OP= opero cuando no debía operar	0.1=(color rojo) 0.5=(color verde)	0 = ● 5 = ■ 10= ▲	LF1= LF1 LF2= LF2 LF3= LF3 LF4= LF4 LF5= LF5 LF6= LF6	0,0,0,0= FC1 Izquierda a derecha: 30,15,0,-15=FC2 60,30,0,-30=FC3 Derecha-Izquierda: -15,0,15,30=FC4 -30,0,30,60=FC5
NO= no opero cuando debía operar	1.0=(color azul)			

En el apéndice B se muestran en detalle las posibles fuentes de error que provocan que un relevador opere de manera incorrecta. Aunado a estas fuentes de error, en este trabajo se deben también considerar los efectos que introduce el TCSC en cuanto a su modo de operación capacitivo o inductivo.

##### 4.7.1.1 Análisis de las operaciones incorrectas de primer grado de la configuración de sistema 1.

En las siguientes figuras se muestran para los relevadores 1, 3 y 5 las operaciones incorrectas encontradas para falla del tipo F\_AN (fallas de fase A a tierra), por lo que para esto solo se muestran la unidad AN de los relevadores. Los otros tipos de falla (F\_BC, F\_BCN, F\_ABCN) se muestran en el apéndice D.



### 4.7.1.1.1. Análisis de las operaciones incorrectas del relevador 1.

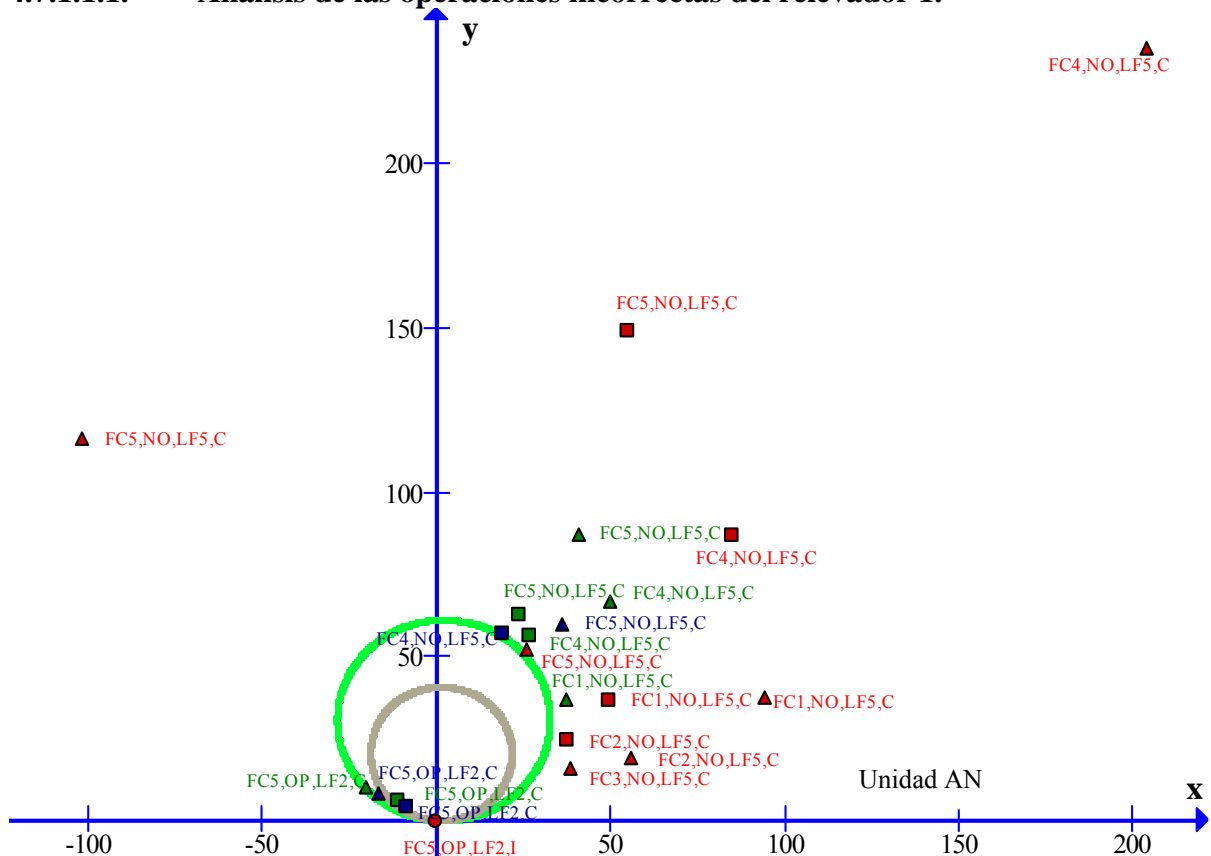


Figura 4.20 Operaciones incorrectas del relevador 1 para fallas de fase a tierra (F\_AN), de la configuración de sistema 1.

#### Observaciones Generales:

En los casos de operaciones incorrectas del tipo “NO” (no opero cuando debía operar) se observa:

- El modo de operación del TCSC permaneció en modo capacitivo.
- El SIR en su mayoría fue de 0.1.
- Todas tienen localización de falla LF5 (100% de la línea protegida).
- Todas tienen resistencias de falla de 5 y 10  $\Omega$ .
- La mayoría tiene dirección de flujo hacia atrás representado por: FC4 y FC5.

En los casos de operaciones incorrectas del tipo “OP” (opero cuando no debía operar) se observa:

- El modo de operación del TCSC en la mayoría de los casos cambio a modo inductivo.
- El SIR en su mayoría fue de 1.0.
- Todas tiene localización de falla LF2 (detrás de la línea protegida).
- La mayoría tiene resistencias de falla de 0  $\Omega$ .
- La mayoría tiene dirección de flujo hacia atrás (FC4 y FC5).



Por lo que para los casos del relevador 1 en las fallas que involucran tierra el número de operaciones incorrectas “OP” es muy grande, debido a que la resistencia de falla afecta a la localización de la falla, haciendo que el relevador subalcance, es decir observe una impedancia más grande. En la mayoría de los casos con operaciones incorrectas “OP” las fases del TCSC permanecieron en modo capacitivo, debido a que el relevador que se encarga de enviar la señal para cambio de modo de operación en el TCSC no las observo en su característica de operación. Pero aunque se esperaría que el relevador si debería haber visto la falla, ya que con el modo capacitivo la línea se acorta, esto no fue así debido a que el valor del SIR es grande y por lo tanto se tiene un sistema robusto, provocando así altos valores de corriente, que son mayores en un extremo que el otro en localización de la falla, lo cual desplaza su localización debido al efecto *infeed*. Por lo tanto este tipo de problemas se ve aún más reflejado en localizaciones de falla en el extremo de la línea protegida.

En las operaciones incorrectas del tipo “NO”, en la mayoría de los casos el TCSC si cambio su modo de operación de capacitivo a inductivo, lo cual hace que la impedancia de la línea donde se encuentra el TCSC sea mayor, provocando que el voltaje medido sea muy pequeño del rango de 0.1 del valor nominal y con ello se tenga problemas de direccionalidad.

#### 4.7.1.1.2. Análisis de las operaciones incorrectas del relevador 3.

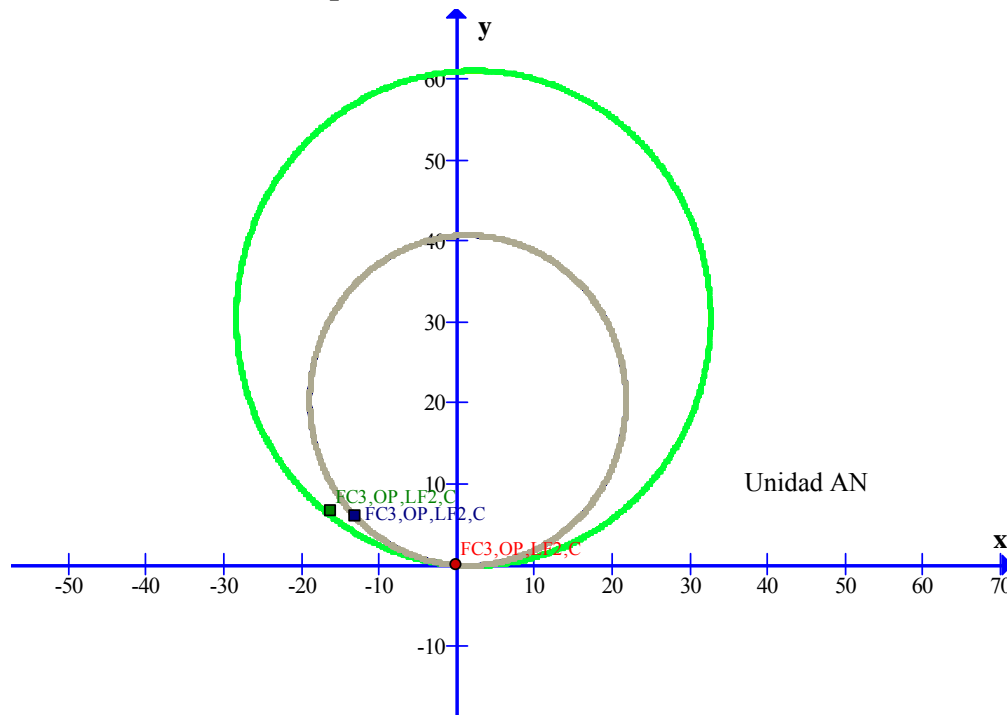


Figura 4.21 Operaciones incorrectas del relevador 3 para fallas de fase a tierra (F\_AN), de la configuración de sistema 1.



### Observaciones Generales:

En los casos de operaciones incorrectas del tipo “OP” (opero cuando no debía operar) se observa:

- El modo de operación del TCSC en la mayoría de los casos permaneció en modo capacitivo.
- El SIR en su mayoría fue de 0.5 y 1.0.
- Todas tiene localización de falla LF2 (detrás de la línea protegida).
- La mayoría tiene resistencias de falla de  $0 \Omega$ .
- La mayoría tiene dirección de flujo hacia adelante (FC2 y FC3).

Para los casos del relevador 3 solo se tiene operaciones incorrectas del tipo “OP”, donde en la mayoría de los casos las fases del TCSC correspondiente a la fase o fases falladas si cambiaron su modo de operación capacitivo a inductivo y en la mayoría de los casos la resistencia de falla fue de  $0 \Omega$ . El relevador opero debido a una pérdida de direccionalidad, lo cual puede ser notado ya que en todos los casos mostrados en las figuras, estos tienen una localización de falla LF2 la cual corresponde a una falla detrás del relevador 3.

#### 4.7.1.1.3. Análisis de las operaciones incorrectas del relevador 5.

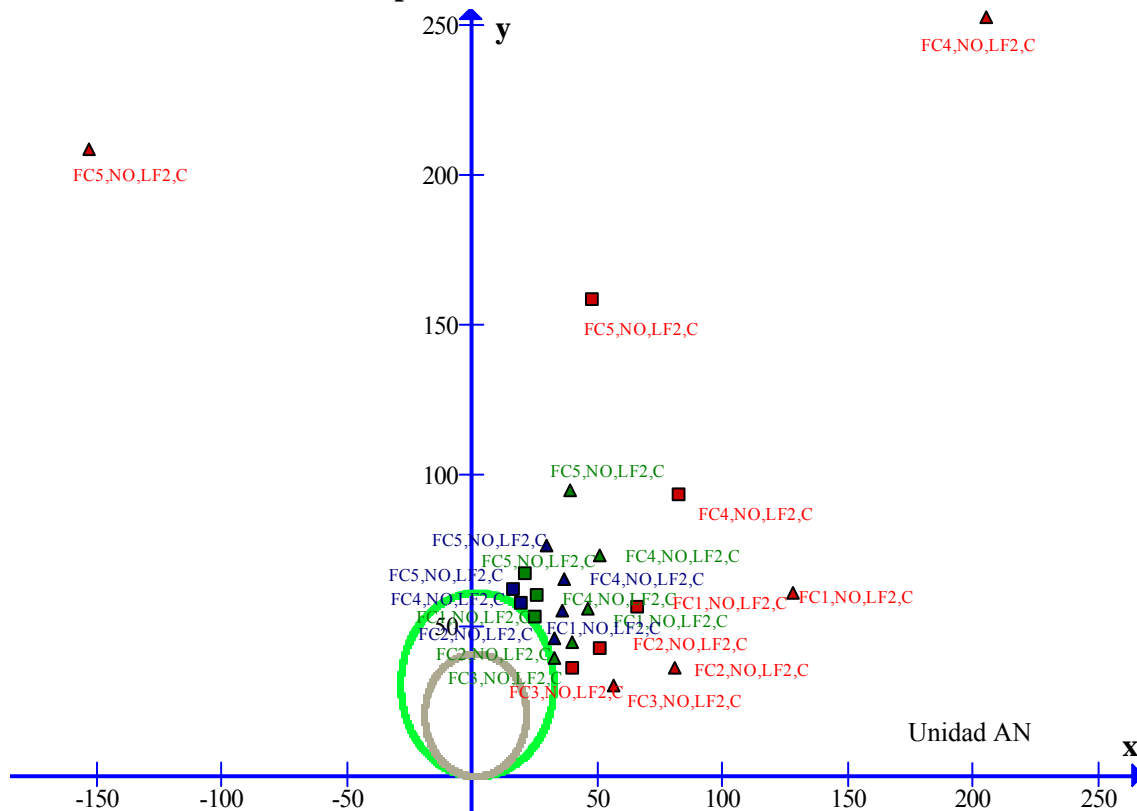


Figura 4.22 Operaciones incorrectas del relevador 5 para fallas de fase a tierra (F\_AN), de la configuración de sistema 1.



### Observaciones Generales:

En los casos de operaciones incorrectas del tipo “NO” (no opero cuando debía operar) se observa:

- El modo de operación del TCSC en la mayoría de los casos permaneció en modo capacitivo.
- El SIR en su mayoría fue de 0.1.
- Todas tienen localización de falla LF2 (100% de la línea protegida).
- La mayoría tiene resistencias de falla de 5 y 10  $\Omega$ .
- La mayoría tiene dirección de flujo hacia atrás representado por: FC4 y FC5.

El relevador 5 solo tuvo operaciones incorrectas del tipo “NO”, las cuales se debieron en parte al valor de resistencia de falla, ya que como se puede observar en estos casos se tiene solo resistencias de falla de 5 y 10  $\Omega$ . También se debieron a los efectos del SIR, ya que su valor de SIR es grande, lo que significa que se tiene un sistema robusto y a su vez altas corrientes que en la medición de impedancia provoca que relevador de distancia observe una impedancia más grande de lo que en realidad es (subalcance), debido a los efectos del *infeed*.

#### 4.7.1.2 Análisis de las operaciones incorrectas de primer grado de la configuración de sistema 2.

En las siguientes figuras se muestran las operaciones incorrectas de los relevadores 1, 3 y 5 para las fallas tipo F\_AN, por lo que solo en este caso se muestran las de la unidad AN de los relevadores antes mencionados. Las otras operaciones incorrectas para los otros tipos de falla se muestran en el apéndice D.

En esta configuración de sistema (sistema débil), se dice que tiene relaciones de impedancia de fuente  $SIR = 1.0, 0.5$  y  $0.1$  ya que el  $SIR = Z_{fuente} / Z_{línea}$ , por lo que los valores antes mencionados se obtuvieron considerando solo la  $Z_{línea}$  para una línea de transmisión de 100 km, por lo que si se considera que al eliminar las fuentes 1 y 2 que se muestran en el sistema de la figura 4.1, ahora se tiene una línea de transmisión de 300km y los valores de SIR se puede decir que ahora son de 0.333, 0.1666 y 0.0333 en realidad.



### 4.7.1.2.1. Análisis de las operaciones incorrectas del relevador 1.

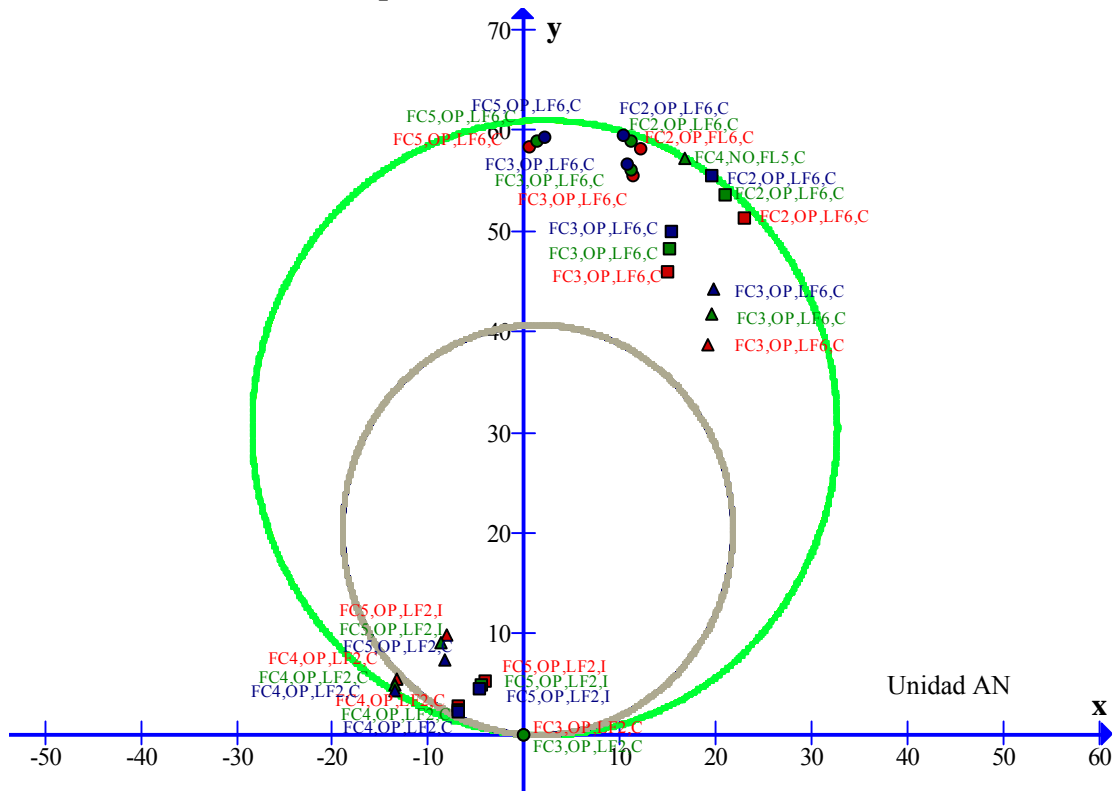


Figura 4.23 Operaciones incorrectas del relevador 1 para fallas de fase a tierra (F\_AN), de la configuración de sistema 2.

#### Observaciones Generales:

En los casos de operaciones incorrectas del tipo “NO” (no opero cuando debía operar) son muy pocas y se observa:

- En su mayoría el modo de operación del TCSC permaneció en modo capacitivo para operaciones incorrectas por sobrealcance y en su mayoría cambio a modo inductivo cuando tiene operaciones incorrectas por pérdida de direccionalidad.
- Tiene SIR de 0.1, 0.5 y 1.0.
- Todas tienen localización de falla LF5 (100% de la línea protegida).
- La mayoría tiene resistencias de falla de 5 y 10  $\Omega$ .
- La mayoría tiene dirección de flujo representado por: FC1 (sin dirección de flujo).

En los casos de operaciones incorrectas del tipo “OP” (opero cuando no debía operar) se observa:

- El modo de operación en la mayoría de los casos cambio a modo inductivo.
- Tiene SIR de 0.1, 0.5 y 1.0.
- Para operaciones incorrectas por sobrealcance todas tiene localización de falla LF5 y LF6 (al 100 y 150% de la línea protegida) y para operaciones incorrectas por



perdida de direccionalidad tiene localizaciones de falla LF2 (detrás de la línea protegida).

- Tiene resistencias de falla de 0, 5 y 10  $\Omega$ .
- La mayoría tiene dirección de flujo hacia atrás (FC4 y FC5), flujo hacia delante (FC2 y FC3).

El relevador 1 tuvo muy pocas operaciones incorrectas del tipo “NO”, debido a que en esta configuración de sistema las fuentes 1 y 2 del sistema de potencia a estudiar son eliminadas, dando lugar a un sistema más débil, por lo que en este caso la mayoría de las veces el TCSC si cambio al modo de operación inductivo, y el efecto del valor del SIR ya no afecta tanto, por lo que en esta ocasión, lo que hace que el relevador 1 no opere correctamente es el alto valor de resistencia de falla y el efecto *outfeed*.

Ahora en el caso de operaciones incorrectas del tipo “OP” ya no solo son por pérdida de direccionalidad, sino que en los casos donde el TCSC no cambia de modo de operación para determinada localización de falla, el relevador 1 tiene un sobrealcance el cual consiste en que el relevador mide una impedancia más pequeña de la que debe ser, ya que el TCSC acorta la línea en donde este se encuentra localizado lo cual es debido al efecto de un SIR de un valor pequeño.

#### 4.7.1.2.2. Análisis de las operaciones incorrectas del relevador 3.

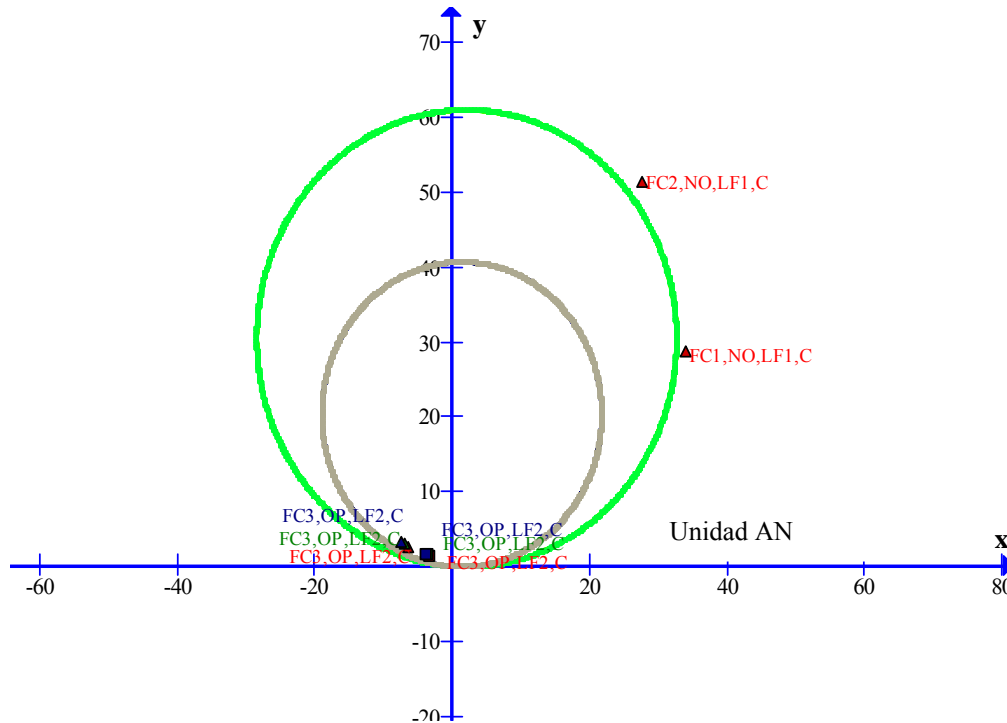


Figura 4. 24 Operaciones incorrectas del relevador 3 para fallas fase a tierra (F\_AN), de la configuración de sistema 2.





### **Observaciones Generales:**

En los casos de operaciones incorrectas del tipo “NO” (no opero cuando debía operar) se observa:

- En su mayoría el modo de operación del TCSC permaneció en modo capacitivo.
- El SIR en su mayoría es de 0.1.
- Todas tienen localización de falla LF1 (50% de la línea protegida).
- Todas tienen resistencias de falla de 10  $\Omega$ .
- La mayoría tiene dirección de flujo representado por: FC1 (sin dirección de flujo) y dirección de flujo hacia delante (FC2 y FC3).

En los casos de operaciones incorrectas del tipo “OP” (opero cuando no debía operar) se observa:

- El modo de operación del TCSC en la mayoría de los casos cambio a modo inductivo.
- Tiene SIR de 0.1.
- La mayoría tiene localización de falla LF2 (detrás de la línea protegida)
- Tiene resistencias de falla de 5 y 10  $\Omega$ .
- La mayoría tiene dirección de flujo hacia adelante (FC2 y FC3).

El relevador 3 tuvo muy pocas operaciones incorrectas del tipo “NO”, debido a que en esta configuración de sistema las fuentes 1 y 2 del sistema de potencia a estudiar son eliminadas, dando lugar a un sistema más débil, por lo que en este caso la mayoría de las veces el TCSC si cambio al modo de operación inductivo, y el efecto del valor del SIR no afecta tanto, por lo que en esta ocasión, lo que hace que el relevador 3 no opere correctamente es el valor alto de resistencia de falla y además como se puede notar todas estas operaciones incorrectas son con dirección de flujo de carga FC1, el cual significa no carga, y en la realidad esta situación es casi imposible de obtener, ya que en todo sistema de potencia moderno se mantiene con carga.

Para el caso de operaciones incorrectas del tipo “OP” en estos casos solo es por pérdida de direccionalidad.

#### **4.7.1.2.3. Análisis de las operaciones incorrectas del relevador 5.**

### **Observaciones Generales:**

En este caso para fallas del tipo F\_AN no se tiene operaciones incorrectas, sin embargo para los otros tipos de falla si se tiene y se muestran en el apéndice D. Pero a continuación se muestra una descripción de esas operaciones incorrectas de los otros tipos de falla:

Para los casos de operaciones incorrectas del tipo “NO” (no opero cuando debía operar) son muy pocas y se observa:



- Solo fueron 2 (para fallas tipo F\_ABCN), en un caso el TCSC permaneció en modo de operación capacitivo y el otro cambio a modo inductivo.
- Tiene SIR de 1.0.
- Todas tienen localización de falla LF2 (100% de la línea protegida).
- Todas tienen resistencias de falla de 10  $\Omega$ .
- Tiene dirección de flujo hacia atrás (FC4 y FC5).

En los casos de operaciones incorrectas del tipo “OP” (operó cuando no debía operar) se observa:

- El modo de operación en la mayoría de los casos cambio a modo inductivo.
- Tiene SIR de 0.1, 0.5 y 1.0.
- Todas tienen localización de falla LF3 (125% de la línea protegida).
- Tiene resistencias de falla de 0, 5 y 10  $\Omega$ .
- La mayoría tiene dirección de flujo hacia delante FC3.

Las operaciones incorrectas del tipo “NO” que se observan en el relevador 5 son solo dos en fallas trifásicas, y se dieron debido al valor grande de resistencia de falla que en este caso es de 10  $\Omega$ , provocando así subalcance. Y en el tipo de operaciones incorrectas del tipo “OP” son debido a los sobrealcances de zona del relevador debidos al efecto *outfeed*.

#### **4.8 Resumen de los principales efectos del TCSC en los relevadores de protección de distancia.**

Después del análisis mostrado anteriormente para los 2160 casos de falla simulados en PSCAD, se resumen en la Tabla 4.13 siguiente los principales efectos del TCSC en los relevadores de protección de distancia para las configuraciones de sistema 1 y 2.



Tabla 4.13 Principales efectos encontrados en la configuración de sistema 1 y 2.

Relevador	Configuración de Sistema 1	Configuración de sistema 2
1	<ul style="list-style-type: none"><li>• Subalcances</li><li>• Pérdida de direccionalidad</li><li>• Selección de fase</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Sobrealcances</li><li>• Selección de fase</li></ul>
3	<ul style="list-style-type: none"><li>• Pérdida de direccionalidad</li><li>• Selección de fase</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Subalcances</li><li>• Pérdida de direccionalidad</li><li>• Selección de fase</li></ul>
5	<ul style="list-style-type: none"><li>• Subalcances</li><li>• Selección de fase</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Sobrealcance</li><li>• Subalcance</li><li>• Selección de fase</li></ul>

Una vez identificados los principales efectos del TCSC en la protección de distancia, se observa claramente que es necesario realizar una metodología que nos permita disminuir el número de operaciones incorrectas debidas principalmente a los efectos mencionados en la tabla anterior.





## CAPÍTULO 5

# METODOLOGIA PARA REDUCIR LOS EFECTOS ADVERSOS DE LINEAS DE TRANSMISIÓN EQUIPADAS CON TCSC EN LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA.

### 5.1 Introducción.

La importancia de realizar una metodología que permita reducir las problemáticas que causa el TCSC en la protección distancia es esencial. Ya que problemas como pérdida de direccionalidad, sobrealcance, subalcance y selección de fase hacen que un sistema eléctrico de potencia no sea confiable y tenga una mala calidad de servicio.

### 5.2 Metodología para reducir los efectos adversos de líneas equipadas con TCSC en la protección de distancia.

Para reducir los efectos adversos de líneas equipadas con TCSC en la protección de distancia como los discutidos en las tablas anteriores se sugiere lo siguiente:

#### Para operaciones incorrectas de tercer grado:

Debido a que estas operaciones incorrectas son debido a que los relevadores operan en otras fases que nos son la que debían operar se sugiere para reducir este problema:

- Realizar un disparo de tipo tripolar. Esta operación de hecho es una práctica común en CFE ya que los disparos monopolares no tienen sentido al no habilitarse la posterior acción de espera para liberación de falla y reconexión.

#### Para operaciones incorrectas de segundo grado:

Debido a que este tipo de operaciones incorrectas ocurren principalmente como un efecto de los subalcances o sobrealcances de las zonas de protección de los relevadores se sugiere para reducir este problema:

- Utilizar un canal de comunicación con técnica de desbloqueo DCUB (Desbloqueo por Comparación Direccional), como el que se muestra en la Figura 3.16. El esquema DCUB se prefirió debido a que esta técnica es un poco más rápida, debido a la señal de monitoreo continua (piloto). Y además que es un esquema muy



completo, ya que durante fallas internas, la señal es cambiada para permitir señal similar a la del método POTT. Y además en comparación con el POTT y PUTT tiene una lógica a manera que 20ms después de la falla de canal, este libera la zona Z1B por un periodo de 100ms. Si esto sucede durante una falla, entonces el disparo ocurrirá. Si la falla de canal ocurre durante operación de sistema normal, no surgen consecuencias debido a que Z1B no está operando. 100ms después, la protección es otra vez bloqueada por la duración del canal fallado. Este bloqueo es removido (tiempo de restablecimiento de 100 ms) cuando una señal es otra vez recibida.

Para operaciones incorrectas de primer grado:

- Utilizar un relevador con característica de disparo cuadrilateral en lugar del de tipo *mho*, para poder reducir las operaciones incorrectas del tipo NO (no opero cuando debía operar), las cuales consisten también en subalcances, pero que en este caso ni siquiera la zona 2 las logro detectar. La zona cuadrilateral tiene por diseño un alcance resistivo más uniforme a todo lo largo de la longitud de la línea a proteger. De esta forma al aumentar el alcance resistivo se puede cubrir la mayoría de los casos de falla que no fueron detectados con la forma de zona de protección original. Este tipo de zona cuadrilateral sin embargo puede llevar a un problema de invasión de carga, por lo que se sugiere tener cuidado en el sobrealcance resistivo que se le asigne a esta zona.
- Utilizar memoria de voltaje, para poder reducir la operación incorrecta del tipo OP (opera cuando no debía operar), la cual se dio debido a la perdida de direccionalidad.

### 5.3 Descripción de la metodología realizada en una hoja de cálculo de Excel.

En esta sección se mostraran los pasos que se siguieron para desarrollar la hoja de cálculo en Excel para implementar la metodología propuesta en ambas configuraciones de sistema. Los siguientes pasos son de la hoja de cálculo para el relevador 1, pero para los otros relevadores es igual solo que cuando se habla de la localización de falla esta es cambiada para cada relevador, al igual que los datos de UB y CS (enviadas-recibidas) para la técnica de desbloqueo empleada, se deben dar entre relevadores 1 y 2, 3 y 5, 4 y 6.

1. Se proponen 4 coordenadas para poder formar la forma cuadrilateral de zona 1, siguiendo el siguiente orden:  $(X1=-5, Y1=0)$ ,  $(X2=0, Y2=46)$ ,  $(X3=105, Y3=46)$ ,  $(X4=100, Y4=0)$ . De esto cabe resaltar que se eligieron esos valores para poder darle al relevador de distancia la oportunidad de dispara cuando su falla tenga un alto valor de resistencia de falla, ya que la falla se ve desplazada debido al valor del SIR o flujo de carga. También se decidió incrementar el límite de zona 1 de 80% a 90%. Y para poder formar la forma cuadrilateral de zona 2, siguiendo el siguiente orden:  $(X1=-10, Y1=0)$ ,  $(X2=0, Y2=76.5)$ ,  $(X3=115, Y3=76.5)$ ,  $(X4=105, Y4=0)$ . Se incrementar el límite de zona 2 de 120% a 150%.



2. Para las coordenadas (X1, Y1) y (X2, Y2) se calcula la ecuación de la recta llamada L1, para las coordenadas (X2, Y2) y (X3, Y3) la ecuación de la recta L2, para las coordenadas (X3, Y3) y (X4, Y4) la ecuación de la recta L3, para las coordenadas (X4, Y4) y (X1, Y1) la ecuación de la recta L4. Debido a la ecuación de la recta  $Y=mx+b$ ; de acuerdo a nuestras coordenadas propuestas L2 y L4 no tienen pendiente  $m$ , más que solo su valor de  $b$ . Para L1 y L3 las pendientes su valor de  $b$  se calculan.
3. Con los datos obtenidos de resistencias y reactancias de las 6 unidades de relevador obtenemos el valor de YL1, YL2, YL3 y YL4 de acuerdo a las ecuaciones de la recta L1, L2, L3 y L4.
4. Para cada  $Y$  se tiene una condición que cumplir. Para todas las unidades estas condiciones son como las que se muestran a continuación, las cuales por dar un ejemplo son para la unidad  $an$ :  
COND1= SI (YL1>Xan; 1; 0)  
COND2= SI (YL2>Xan; 1; 0)  
COND3= SI (Xan>YL3; 1; 0)  
COND4= SI (Xan>YL4; 1; 0)
5. Si las cuatro condiciones tienen el valor de 1, esto nos indica que la falla se encuentra dentro de la característica de disparo cuadrilateral de determinada unidad de relevador teniéndose así:  
Disparo de la fase An Zona 1 y 2.  
Disparo de la fase Bn Zona 1 y 2.  
Disparo de la fase Cn Zona 1 y 2.  
Disparo de las fases AB Zona 1 y 2.  
Disparo de las fases BC Zona 1 y 2.  
Disparo de las fases CA Zona 1 y 2.
6. Determinar si existe disparo tripolar de zona 1 o zona 2 (en este caso solo se muestra la lógica para la zona 1 y zona 2 de la fase AN, ya que el de las demás unidades es muy semejante). El valor 1 indica disparo:  
Disparo o no disparo para la falla tipo F\_AN (zona 1)= SI(Y(tipo de falla AN;O(localización de falla LF2;LF3);O(disparo de cualquiera de las fases en zona 1));1;0)  
  
Disparo o no disparo para la falla AN (zona 2)= SI (Y (tipo de falla F\_AN; localización de falla LF5; O (disparo en cualquiera de las fases en zona 2)); 1; 0)
7. Determinar si el disparo de zona 1 es correcto (1\_correcto, 0\_incorrecto):  
SI(O(localización de falla LF1; LF2; LF5; LF6;Y(O(localización de falla LF3;LF4);tipo de falla F\_AN; disparo de zona 1 para el tipo de falla AN);Y(O(localización de falla LF3, LF4); tipo de falla F\_BCN; disparo de zona 1 para el tipo de falla F\_BCN);Y(O(localización de falla LF3; LF4);tipo de falla



- F\_BC; disparo de zona 1 para el tipo de falla F\_BC);Y(O(localización de falla LF3; LF4);tipo de falla F\_ABCN; disparo de zona 1 para el tipo de falla F\_ABCN));1;0)
8. Determinar si el disparo de zona 2 es correcto ( 1\_correcto, 0\_incorrecto):  
SI(O(Localización de falla LF1; LF2; LF3; LF4; LF6;Y( localización de falla LF5; tipo de falla F\_AN; disparo de zona 2 para el tipo de falla F\_AN);Y(localización de falla LF5; tipo de falla F\_BCN; disparo de zona 2 para el tipo de falla F\_BCN );Y(localización de falla LF5; tipo de falla F\_BC=;disparo de zona 2 para el tipo de falla F\_BC);Y(localización de falla LF5; tipo de falla F\_ABCN; disparo de zona 2 para el tipo de falla F\_ABCN));1;0)
  9. Determinar que escenarios de falla con tienen operaciones incorrectas (1\_correcto, 0 incorrecto):  
SI(O (disparo incorrecto de zona 1; disparo incorrecto de zona 2); 0; 1)
  10. De los escenarios de falla con operaciones incorrectas encontradas ,las operaciones incorrectas por selección de fase (1\_operación incorrecto por selección de fase) son:  
SI(O (escenario de falla sin operación incorrecta; Y (escenario de falla con operación incorrecta; O (operación incorrecta por subalcance; operación incorrecta por sobrealcance; operación incorrecta de primer grado del tipo (no opera cuando debía operar))))); 0; 1)
  11. De los escenarios de falla con operaciones incorrectas determinar las operaciones incorrectas de primer grado del tipo NO (no opero cuando debía operar), con la siguiente lógica:  
SI (Y(O (localización de falla LF3; LF4; LF5); Y (ninguna de las fases en zona 1 y 2 operan)); 1; 0)
  12. Aparte de los escenarios de falla con operaciones incorrectas se deben encontrar el otro tipo de operaciones incorrectas de primer grado, la del tipo OP (opero cuando no debía operar), el valor 1 indica operación incorrecta:  
SI (Y(O (localización de falla LF1; LF2; LF6); O (alguna de las fases de zona 1 o zona 2 disparan)); 1; 0)
  13. De los escenarios de falla con operaciones incorrectas se deben determinar las operaciones incorrectas de segundo grado que son subalcance y sobrealcance de zona:  
Subalcance=SI (Y (operación incorrecta de zona 1; O (cualquier fase disparada en zona 2)); 1; 0)  
Sobrealcance=SI (Y (operación incorrecta de zona 2; O (cualquier fase disparada en zona 1)); 1; 0)
  14. Determinar las operaciones incorrectas debidas a sobrealcance, subalcance y operaciones incorrectas de primer grado del tipo NO (no opero cuando debía





operar). Para que después de ser encontrada a todas estas se les implemente el esquema de desbloqueo DCUB y observar cómo se eliminan estas.

SI(O (operación incorrecta por sobrealcance; operación incorrecta por subalcance; operación incorrecta de primer grado del tipo “NO”); 1; 0)

15. Para entender de una manera clara como se implemento el DCUB en nuestra hoja de cálculo observe la Figura 5.1. Y a continuación se muestra las lógicas que se siguieren para poderlo implementar:

ZF (el valor 1 indica impedancia detectada hacia adelante)= SI (Y (operación incorrecta por sobre alcance subalcance o primer grado del tipo “NO”; O (Localización de falla LF3, LF4, LF5, LF6)); 1; 0)

(UB enviada) =SI (ZF=1; 1; 0)

(CS enviada)=SI (ZF=1; 0; 1)

Trip 1=SI (ZF=1; 0; 1)

UB recibida=+REL\_2! (UB enviada del otro relevador)

CS recibida=+REL\_2! (CS enviada del otro relevador)

UB recibida y negada=SI (UB recibida=1; 0; 1)

Supervisión de canal=SI (Y (CS recibida=1; UB recibida y negada=1); 1; 0)

CS recibida negada=SI (CS recibida=1; 0; 1)

entrada 1 a la compuerta OR=SI (Y (CS recibida y negada=1; UB recibida=1); 1; 0)

entrada 2 a la compuerta OR= SI (Y (UB recibida y negada=1; CS recibida y negada=1); 1; 0)

TRIP 2=SI(O (entrada 1 a la compuerta OR=1; entrada 2 a la compuerta 2=1); 1; 0)

TRIP 3=1

Transmisión de canal con disturbio=SI (Y (UB recibida=1; CS recibida=1); 1; 0)

TRIP FINAL (1\_incorrecto, 0\_correcto)= SI(O (Y (TRIP=1; TRIP2=1; TRIP3 =1); 1; 0)

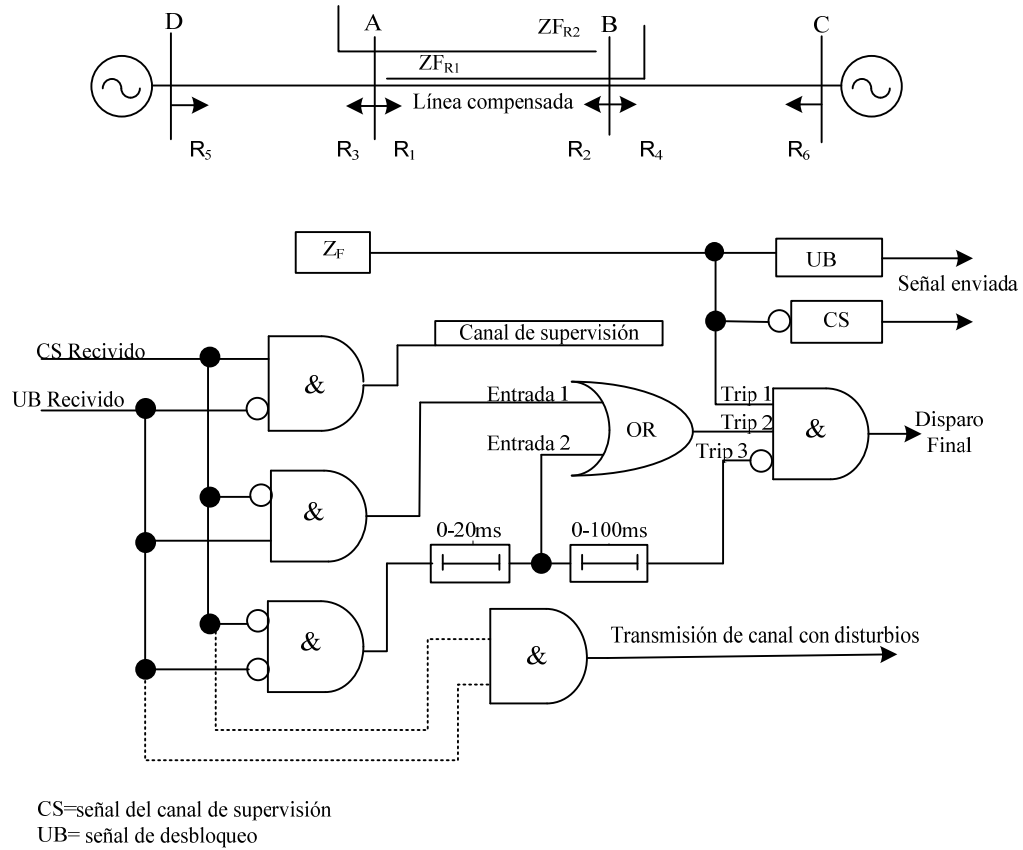


Figura 5.1 Esquema DCUB utilizado.

#### 5.4 Resultados obtenidos después de realizar la metodología.

El análisis de los 2160 casos de falla simulados en PSCAD se discutió en las secciones anteriores. Los problemas más significativos desde el punto de vista de la protección de distancia se mencionan en la sección 4.8. A continuación se muestran los resultados de aplicar las medidas descritas en la sección 5.2. Claramente, la idea de esta sección es mostrar como el número de operaciones incorrectas de los relevadores disminuye sin provocar que otros tipos de problemas surjan. De esta forma se muestra como el número de operaciones incorrectas de los relevadores para ambas configuración de sistema disminuyen, después de implementar la metodología propuesta a través de la hoja de cálculo de Excel.

##### 5.4.1 Resultados obtenidos para la configuración de sistema 1.

A continuación se muestra como el número de operaciones incorrectas de los relevadores para la configuración de sistema 1 disminuye, después de implementar la metodología propuesta a través de la las hojas de cálculo de Excel:



Las operaciones incorrectas de tercer grado pueden ignorarse cuando se propone un disparo tripolar del interruptor asociado.

Las operaciones incorrectas por sobrealcance se eliminan debido a la efectividad del esquema de desbloqueo por comparación direccional DCUB. Y las operaciones de subalcance disminuyen debido a que porcentajes de línea que cubre zona 1 y zona 2 incrementaron (90% y 150%) y por la característica cuadrilateral de disparo de los relevadores.

Tabla 5.1 Operaciones incorrectas de segundo grado después de aplicarle la metodología propuesta (subalcance). Configuración de sistema 1.

Numero de Relevador	Falla: F AN	Falla: F BCN	Falla: F BC	Falla: F ABCN
1	3	1	5	5
2	2	0	3	4

De las operaciones incorrectas de primer grado la del tipo “OP” (opero cuando no debía operar) debido a la efectividad de la memoria de voltaje y del esquema DCUB se observa un mejor desempeño de los esquemas de protección. Las operaciones incorrectas de primer grado disminuyen en número, debido a que la característica de disparo de los relevadores es cuadrilateral, y con esta se logre tener una mayor cobertura resistiva para falla con un valor alto de resistencia de falla.

Tabla 5.2 Operaciones incorrectas de primer grado después de aplicarle la metodología propuesta (NO “no opero cuando debía operar). Configuración de sistema 1.

Numero de Relevador	Falla: F AN	Falla: F BCN	Falla: F BC	Falla: F ABCN
1	5	4	2	2
2	7	5	10	3
5	7	6	3	8
6	7	6	3	8

En las siguientes figuras se observa las operaciones incorrectas de los relevadores de distancia 1 y 5. El comportamiento del relevador 1 y 2 es semejante debido a la simetría del sistema, por lo que basta con mostrar solo el relevador 1, el comportamiento del relevador 3 y cuatro es semejante, pero en ninguno de estos dos se tiene operaciones incorrectas de primer grado, por lo que no se muestra ninguno de los dos. El comportamiento del relevador 5 y 6 es semejante, por lo que solo se muestran las operaciones incorrectas del relevador de distancia 5.



### 5.4.2 Resultados obtenidos para la configuración de sistema 2.

A continuación se muestra como el número de operaciones incorrectas de los relevadores para la configuración de sistema 2 disminuye, después de implementar la metodología propuesta a través de las hojas de cálculo de Excel:

- Las operaciones incorrectas de tercer grado no impactan ahora debido a que se propuso un disparo tripolar
- De las operaciones de segundo grado, las operaciones por sobrealcance se eliminan debido a la efectividad del esquema de desbloqueo por comparación direccional. Además, las operaciones incorrectas por subalcance disminuyen debido al incremento del porcentaje de línea cubierto por zonas 1 y 2 (90% y 150%)

Tabla 5.3 Operaciones incorrectas de segundo grado después de aplicarle la metodología propuesta (subalcance). Configuración de sistema 2.

Numero de Relevador	Falla: F AN	Falla: F BCN	Falla: F BC	Falla: F ABCN
1	0	0	2	0
2	0	0	2	0

- Las operaciones incorrectas de primer grado del tipo “OP” (opero cuando no debía operar) desaparecen debido a la efectividad del esquema DCUB y memoria de voltaje. Y para las operaciones incorrectas de primer grado del tipo “NO” (no opero cuando debía operar) disminuyen debido a que el porcentaje de línea que cubre zona 2 incremento a 150% y el relevador es de tipo cuadrilateral.

Tabla 5. 4 Operaciones incorrectas de primer grado después de aplicarle la metodología propuesta (NO “no opero cuando debía operar”). Configuración de sistema 2.

Numero de Relevador	Falla: F AN	Falla: F BCN	Falla: F BC	Falla: F ABCN
1	0	0	0	1
2	0	0	1	0
3	1	0	0	1
4	1	0	0	1

### 5.5 Operaciones incorrectas de primer grado que resultan después de implementar la metodología propuesta.

Una vez implementada la metodología propuesta como se pudo observar en la sección anterior, el número de operaciones incorrectas se redujo significativamente, a continuación se mostrara en las siguientes figuras el número de operaciones incorrectas que resultaron para los relevadores 1, 2 y 3 para ambas configuraciones del sistema.



### 5.5.1 Operaciones incorrectas de primer grado que resultan después de implementar la metodología propuesta para la configuración de sistema 1.

En las siguientes figuras se muestran las unidades de relevador que representan a los distintos tipos de fallas, es decir para las fallas tipo F\_AB se muestra la unidad AN, para las fallas del tipo F\_BC se muestra la unidad BC, para fallas del tipo F\_BCN se muestra la unidad CN, para las fallas tipo F\_ABCN se muestra la unidad AB.

Para el relevador 3 no se encontró ninguna operación incorrecta después de haber implementado la metodología propuesta, por lo que en las siguientes figuras no se observara figura alguna respecto a este relevador.

#### 5.5.1.1 Operaciones incorrectas de primer grado del relevador 1 para la configuración de sistema 1.

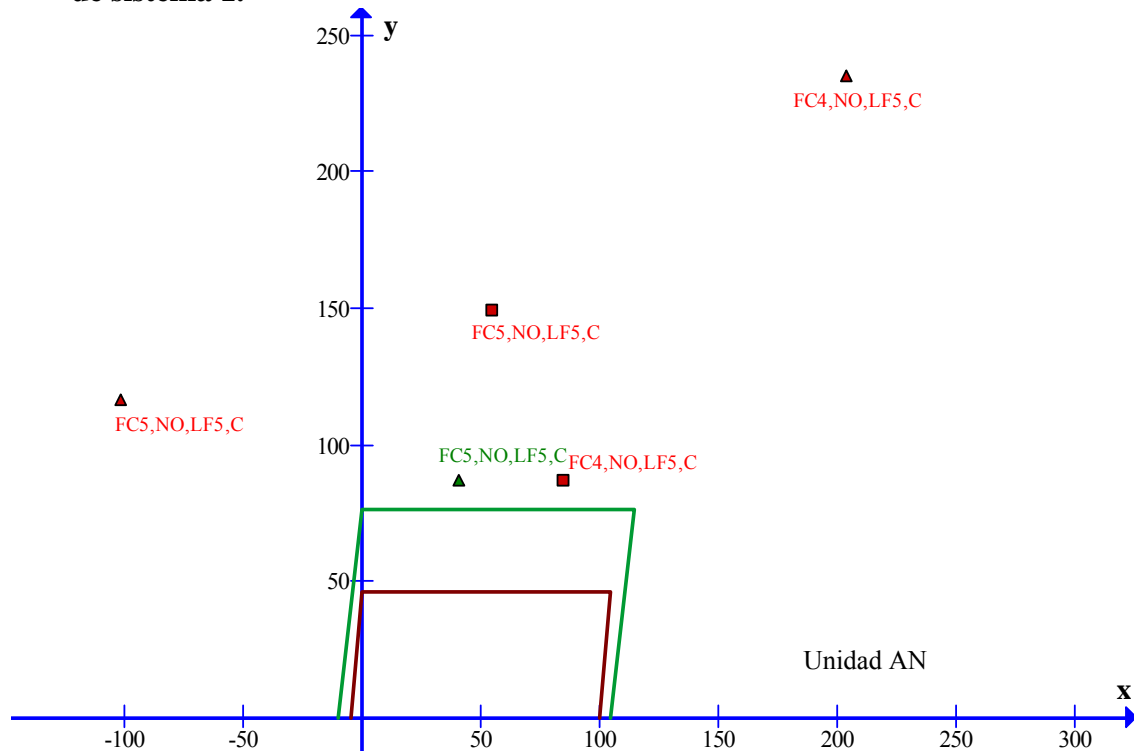


Figura 5.2 Operaciones incorrectas del relevador 1 para fallas de fase a fase (F\_AN), de la configuración de sistema 1 (con la metodología propuesta).

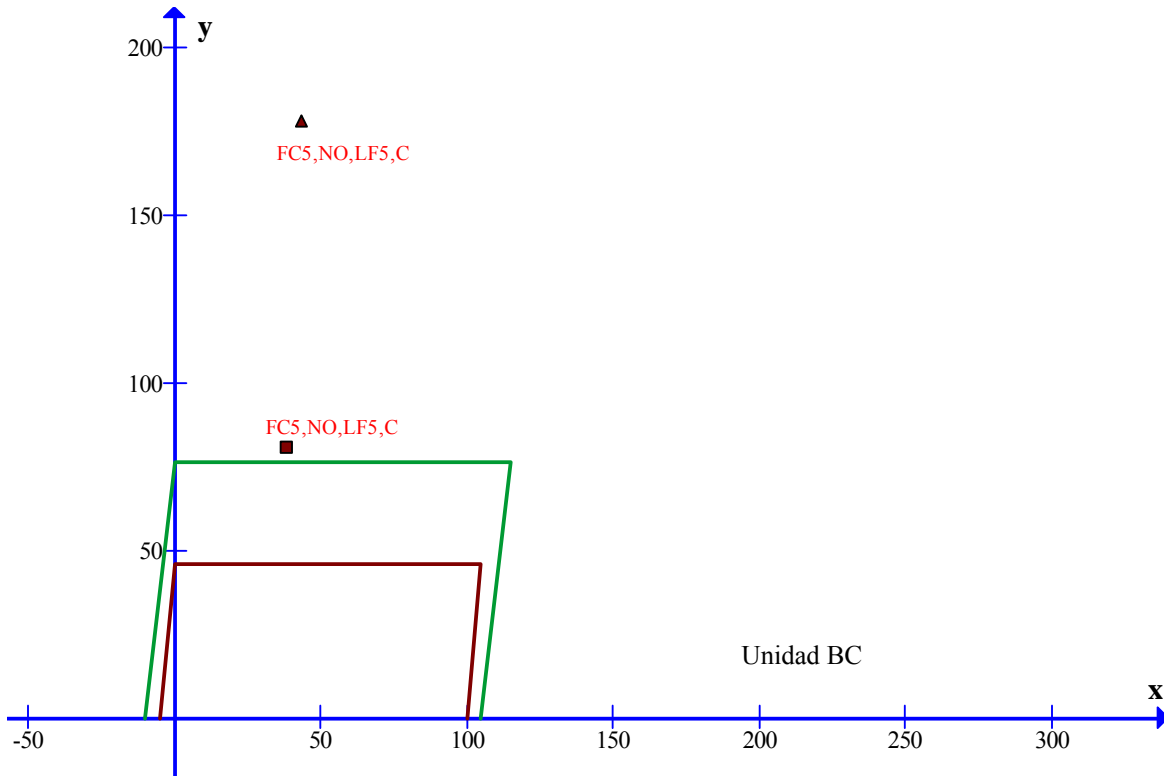


Figura 5.3 Operaciones incorrectas del relevador 1 para fallas de fase a fase (F\_BC), de la configuración de sistema 1 (con la metodología propuesta).

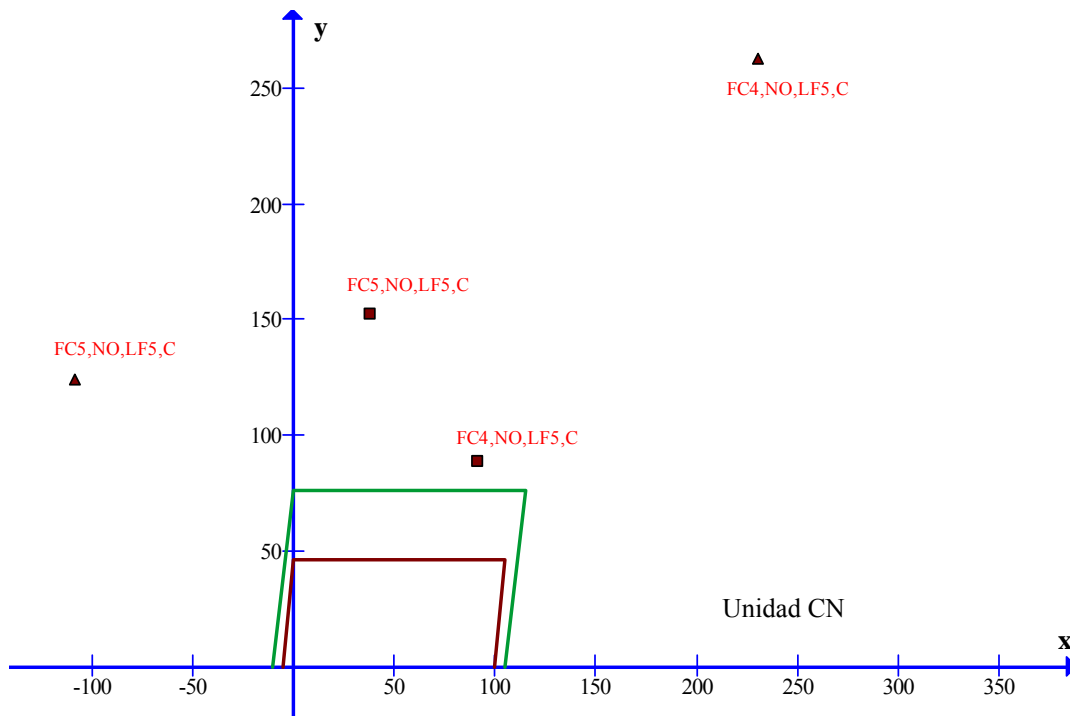


Figura 5.4 Operaciones incorrectas del relevador 1 para fallas de fase a fase (F\_BCN), de la configuración de sistema 1 (con la metodología propuesta).

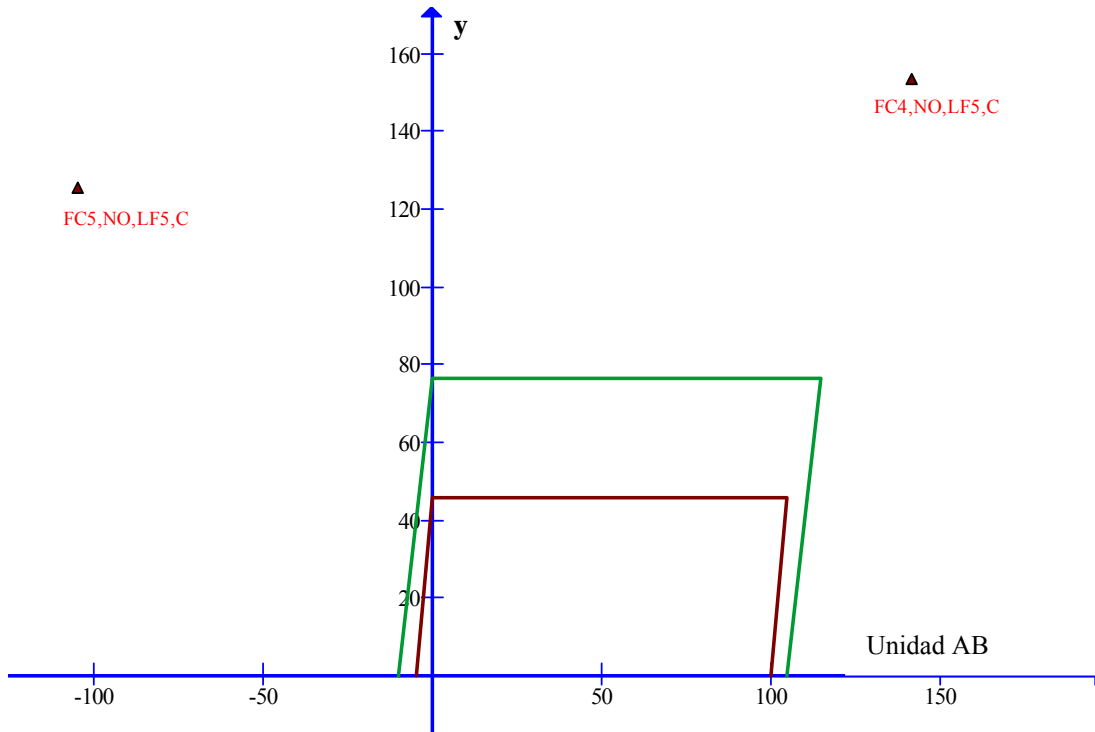


Figura 5.5 Operaciones incorrectas del relevador 1 para fallas de fase a fase (F\_ABCN), de la configuración de sistema 1 (con la metodología propuesta).

### Observaciones Generales:

En los casos de operaciones incorrectas del tipo “NO” (no opero cuando debía operar) se observa:

- En todos los casos el modo de operación del TCSC permaneció en modo capacitivo.
- El SIR en su mayoría es de 0.1.
- Todas tienen localización de falla LF5 (100% de la línea protegida).
- Tienen resistencias de falla de 5 y 10  $\Omega$ .
- La mayoría tiene dirección de flujo FC4 y FC5 (dirección de flujo hacia atrás).

Como se puede observar todas estas operaciones incorrectas se debieron al subalcance de zona del relevador 1, y a pesar de que se implementó la metodología propuesta no se lograron corregir. Se puede decir estos problemas se dan cuando se tiene dirección de flujo hacia atrás, resistencia de falla altos valores y valor de SIR muy pequeño pese a tener un modo de operación del TCSC del tipo capacitivo.



### 5.5.1.2 Operaciones incorrectas de primer grado del relevador 5 para la configuración de sistema 1.

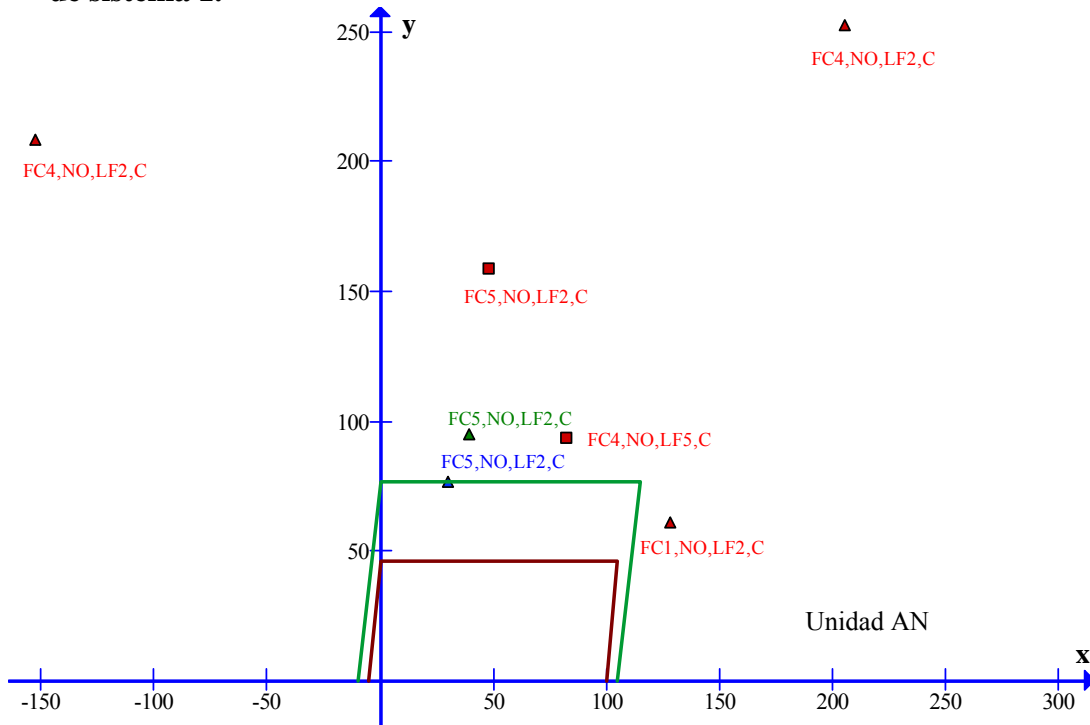


Figura 5.6 Operaciones incorrectas del relevador 5 para fallas de fase a fase (F\_AN), de la configuración de sistema 1 (con la metodología propuesta).

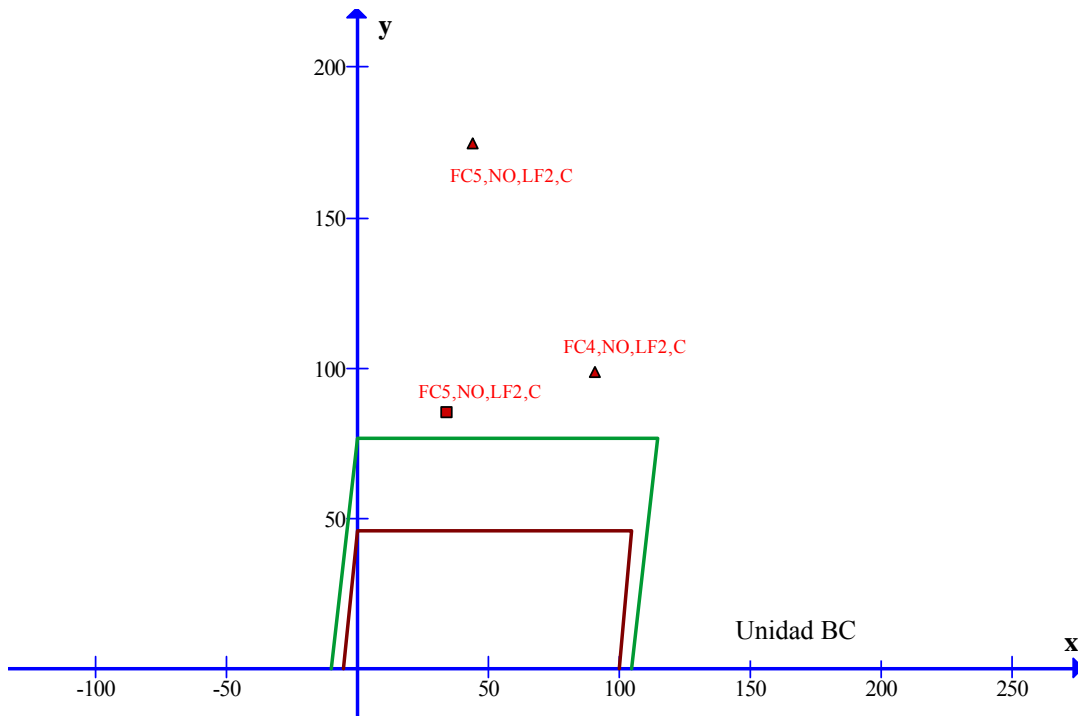


Figura 5.7 Operaciones incorrectas del relevador 5 para fallas de fase a fase (F\_BC), de la configuración de sistema 1 (con la metodología propuesta).



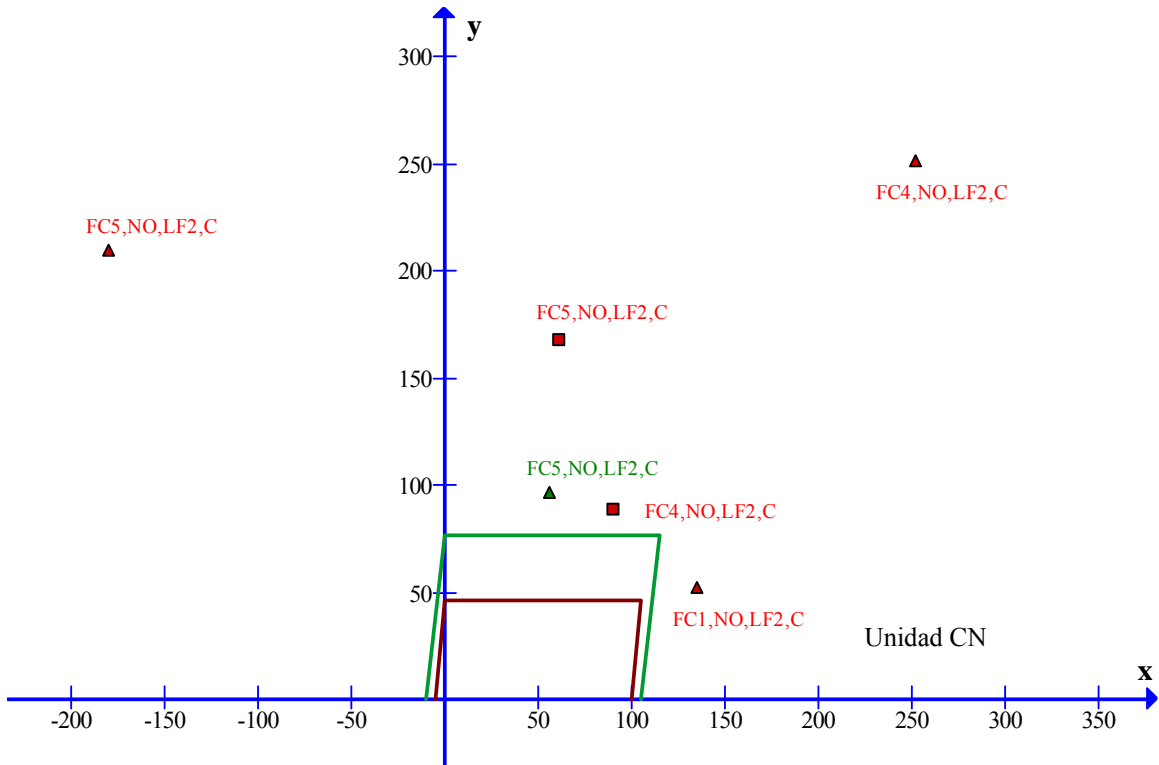


Figura 5.8 Operaciones incorrectas del relevador 5 para fallas de fase a fase (F\_BCN), de la configuración de sistema 1 (con la metodología propuesta).

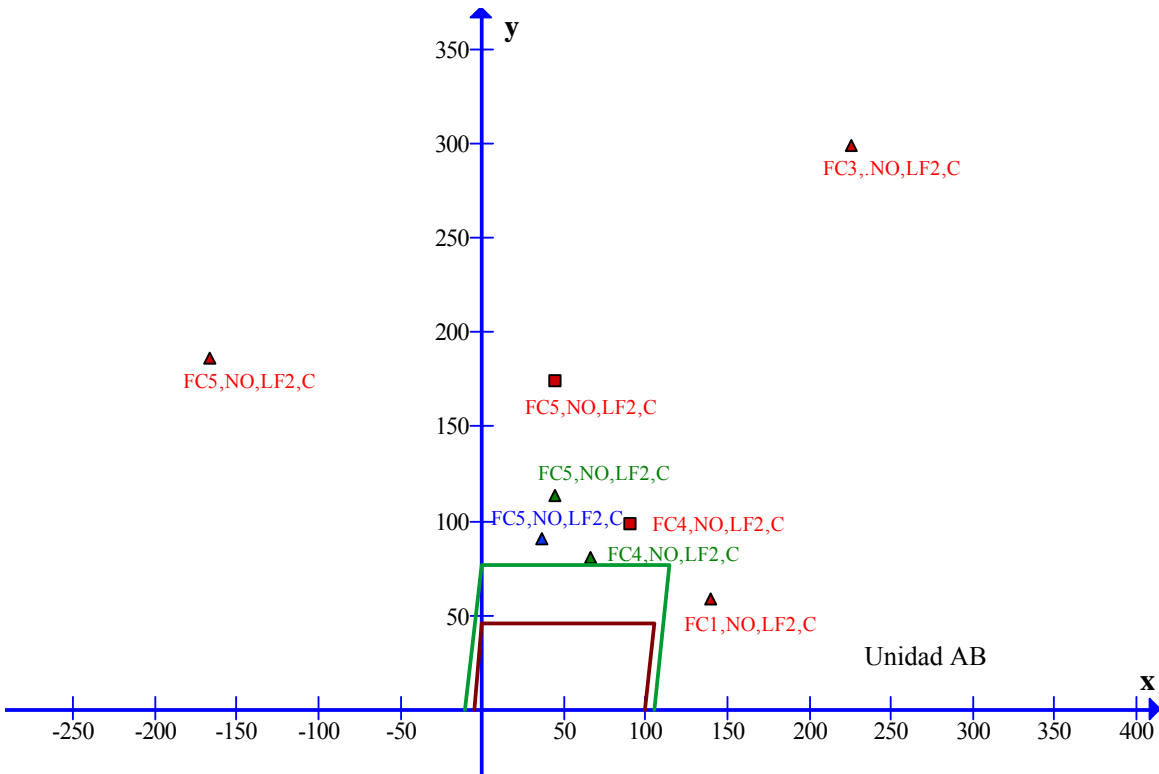


Figura 5.9 Operaciones incorrectas del relevador 5 para fallas de fase a fase (F\_ABCN), de la configuración de sistema 1 (con la metodología propuesta).



### **Observaciones Generales:**

En los casos de operaciones incorrectas del tipo “NO” (no opero cuando debía operar) se observa:

- En todos los casos el modo de operación del TCSC permaneció en modo capacitivo.
- El SIR en su mayoría es de 0.1.
- Todas tienen localización de falla LF2 (100% de la línea protegida).
- Tienen resistencias de falla de 5 y 10  $\Omega$ .
- La mayoría tiene dirección de flujo FC4 y FC5 (dirección de flujo hacia atrás).

Como se puede observar todas estas operaciones incorrectas se debieron al subcance de zona, y a pesar de que se implementó la metodología propuesta no se lograron corregir. Se puede decir estos problemas se dan cuando se tiene dirección de flujo hacia atrás, resistencia de falla de altos valores y valor de SIR pequeño.

### **5.5.2 Operaciones incorrectas de primer grado que resultan después de implementar la metodología propuesta para la configuración de sistema 2.**

En esta sección se muestran las operaciones incorrectas que resultan de la configuración de sistema 2 después de haber implementado la metodología propuesta. Las operaciones incorrectas en esta configuración de sistema son muy mínimas. Para cada tipo de falla se muestran las unidades de relevador que representan a determinado tipo de falla, para la falla tipo F\_AN se muestra la unidad AN, para la falla tipo F\_BC se muestra la unidad BC, para la falla tipo F\_BCN se muestra la unidad CN, para la falla tipo F\_ABCN se muestra la unidad AB.

En esta configuración el relevador 5 no tiene ninguna operación incorrecta, por lo que en las siguientes figura no se hace mención alguna del relevador 5.



### 5.5.2.1 Operaciones incorrectas de primer grado del relevador 1 para la configuración de sistema 2.

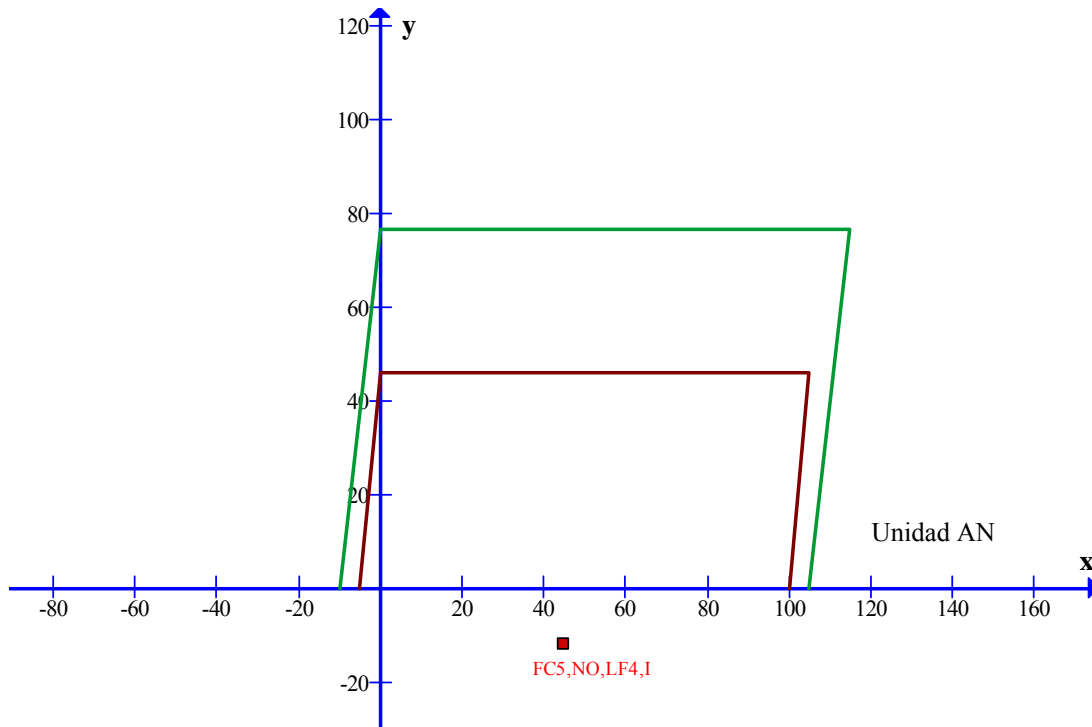


Figura 5.10 Operaciones incorrectas del relevador 1 para fallas de fase a fase (F\_AN), de la configuración de sistema 2(con la metodología propuesta).

Como se puede observar, el relevador 1 solo tiene una operación incorrecta para el tipo de falla F\_A, la cual tiene una dirección de flujo hacia tras, una resistencia de falla de  $5\Omega$ , una localización de falla 75% de la línea protegida y un SIR de 0.1. En este caso a diferencia de los anteriores el TCSC cambio a modo de operación inductivo.



### 5.5.2.2 Operaciones incorrectas de primer grado del relevador 3 para la configuración de sistema 2.

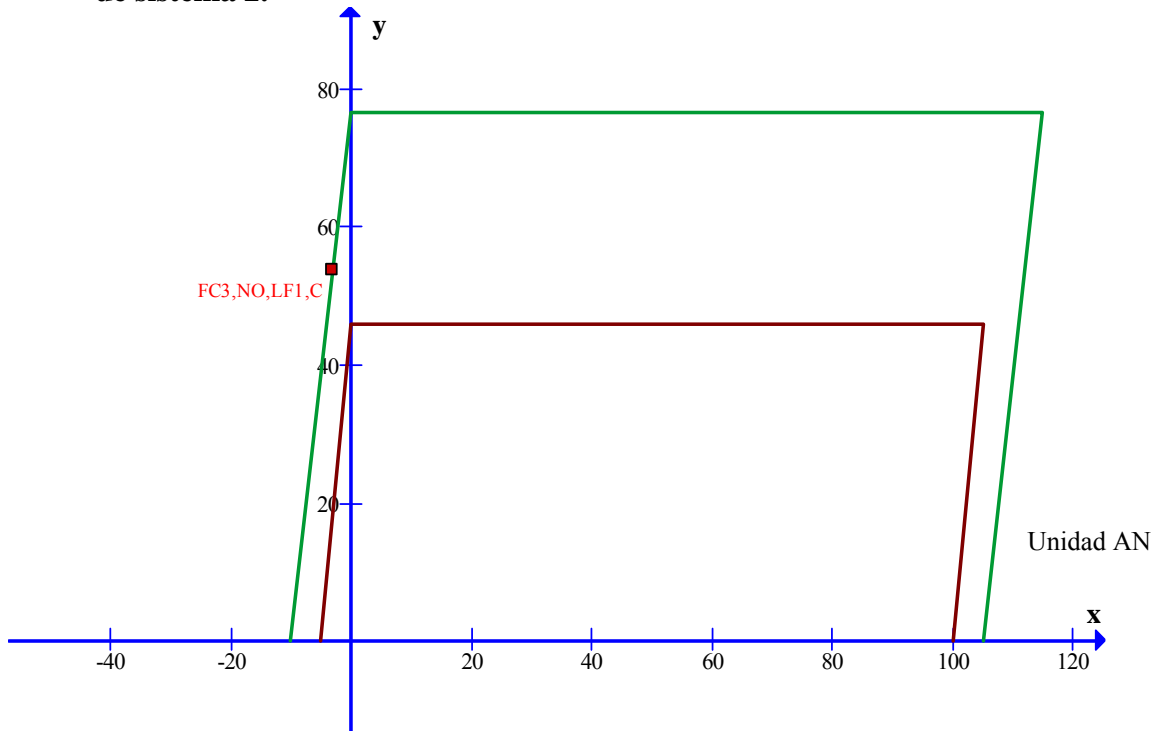


Figura 5.11 Operaciones incorrectas del relevador 3 para fallas de fase a fase (F\_AN), de la configuración de sistema 2(con la metodología propuesta).

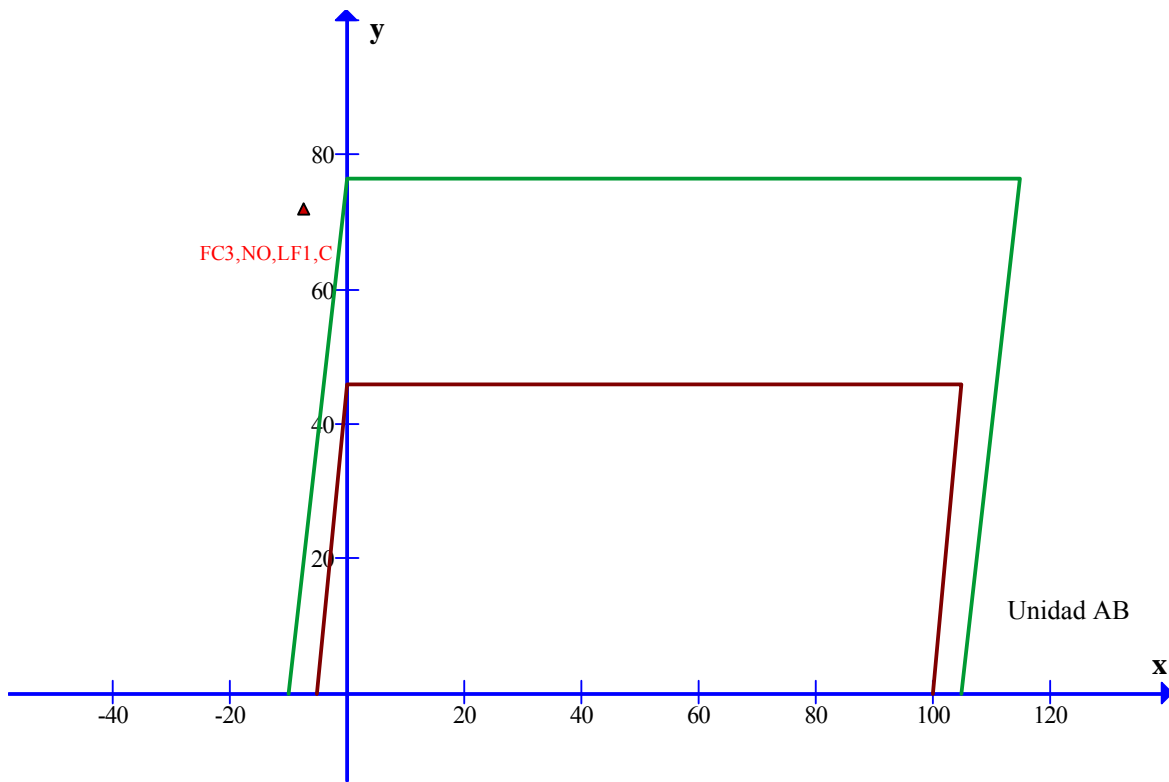


Figura 5.12 Operaciones incorrectas del relevador 3 para fallas de fase a fase (F\_ABCN), de la configuración de sistema 2(con la metodología propuesta).



En los casos de operaciones incorrectas del tipo “NO” (no opero cuando debía operar) se observa:

- En los 2 casos el modo de operación del TCSC permaneció en modo capacitivo.
- El SIR es de 0.1.
- Todas tienen localización de falla LF1 (50% de la línea protegida).
- Tienen resistencias de falla de 5 y 10  $\Omega$ .
- La mayoría tiene dirección de flujo FC3 (dirección de flujo hacia adelante).

Como se puede observar todas estas operaciones incorrectas se debieron al subcance de zona del relevador 3, y a pesar de que se implementó la metodología propuesta no se lograron corregir. Se puede decir estos problemas se dan cuando se tiene dirección de flujo hacia adelante, resistencia de falla de altos valores y valor de SIR pequeño y sobretodo por los efectos de la corriente *infeed*.





## CAPÍTULO 6

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

#### 6.1 Conclusiones.

Los efectos negativos del TCSC en los relevadores de protección de distancia se hicieron evidentes después de estudiar los 2160 distintos escenarios de falla simulados en PSCAD discutidos en el capítulo 4. Los resultados indican que el TCSC tiene un significativo efecto negativo durante fallas en el desempeño de la protección de distancia y crea serios problemas de confiabilidad de los esquemas de protección. Los problemas principales detectados son: sobrealcances, subalcances, pérdida de direccionalidad, y selección de la fase fallada. Debido a esos efectos ya mencionados, el sistema de protección de distancia pierde selectividad la cual consiste en que el relevador opera en zonas para las cuales no debía haber operado, provocando a su vez que se cuestione la dirección de falla; se pierda la confiabilidad de los esquemas de protección debido a que los relevadores no operan cuando deben de operar u operan cuando no deben operar, por lo que esto también nos lleva que el sistema de protección pierda dependabilidad es decir el relevador no opera correctamente para todas las fallas para las cuales fue diseñado y también pierda seguridad ya que los relevadores operan incorrectamente para algunas fallas que no debieron provocar disparo.

Es importante reconocer que los efectos mencionados anteriormente no solo se dieron por que se encuentra el TCSC en la línea de transmisión, sino que a estos efectos se les sumaron los efectos que tienen la protección de distancia ocasionados por: el valor de resistencia de falla, la relación de impedancia de fuente (SIR), y la dirección del flujo de carga y ángulo de carga.

Una vez observados y analizados se concluye para la configuración de sistema 1 (sistema robusto) se tiene principalmente problemas de subalcance, debidos principalmente a los efectos *infeed* y a los altos valores de resistencia de falla. Para la configuración de sistema 2 (sistema débil), se concluye que la mayoría de sus operaciones incorrectas son debidas al sobrealcance de zona debido principalmente a que el modo de operación del TCSC permaneció en modo capacitivo (debido al efecto *outfeed*). Por lo que para los distintos casos de operaciones incorrectas que se tiene en los relevadores del sistema de potencia de prueba usado se propone una metodología para poder reducir las operaciones incorrectas de los relevadores de distancia.

La metodología consistió principalmente en usar un esquema de comunicación DCUB, un relevador con característica de disparo cuadrilateral y el uso disparo tripolar en lugar del monopolar. El esquema DCBU fue elegido debido a sus características principalmente de rapidez y confiabilidad ya que a pesar de que exista falla de canal este puede logra operar. La característica cuadrilateral fue elegida principalmente debido a que esta permite cubrir



fallas con un alto valor de resistencia de falla de una manera más uniforme que la característica *mho*, y cabe aclarar que también se incremento el valor del alcance de zona de protección de zona 1 y zona 2 a 95% y 150% de la línea protegida respectivamente, teniendo en cuenta que si la zona 2 se incrementa a un porcentaje mayor se puede llegar a tener perdida de coordinación de la protección de distancia,. Se decido el Realizar un disparo de tipo tripolar debido a que operación de hecho es una práctica común en CFE ya que los disparos monopolares no tienen sentido al no habilitarse la posterior acción de espera para liberación de falla y reconexión.

La implementación de esta metodología para el caso de sistema débil con una línea de transmisión muy larga y sin inyecciones intermedias de corriente (fuentes intermedias) provoco que el número de operaciones incorrectas se redujera más que en el sistema robusto (inyecciones de corriente en cada uno de los buses). Todas las operaciones incorrectas que no se lograron eliminar son debidas al subalcance de zona de los relevadores principalmente por el efecto *infeed*. Se podría haber logrado disminuir aun más el número de operaciones incorrectas se subalcance incrementando la el alcance del la característica de disparo cuadrilateral hacia la parte resistiva, pero se corre el riesgo de que el relevador opere debido problemas por invasión de carga.

## 6.2 Recomendaciones para trabajos futuros.

- Se recomienda usar una red real que incluya un TCSC, para observar más a detalle los efectos de este dispositivo en la protección de distancia para una aplicación práctica.
- Usar líneas de transmisión de doble circuito, para observar que efectos aparte de los ya detectados se pueden manifestar, debido a los efectos de impedancia mutua en ambos circuitos de la línea.
- Proponer configuraciones diferentes de filtro *mimic* para eliminar de manera más eficaz el efecto de las corrientes exponenciales decayentes de CD durante fallas. Al realizar esto se pretende disminuir las oscilaciones presentadas en la impedancia aparente medida por los relevadores de distancia.
- Incrementar el número de escenarios de falla: teniendo valores de resistencia de falla mayores a 10 *ohm* y usar un espectro más amplio de variaciones de SIR (por ejemplo de 0.1 a 10).
- Agregando valores de carga al sistema, ya que en este trabajo solo se simulo flujo de carga usando distintas combinaciones de los ángulos equivalentes de las fuentes.
- Usar un sistema de potencia que no sea simétrico.





- Colocar los TCSC en otras partes del sistema de potencia de prueba (en los extremos de la línea por ejemplo) para analizar otros posibles problemas que pudiesen surgir.



**REFERENCIAS.**

[Adamiak y Patterson, 1992] Adamiak, M., and Patterson, R.: “Protection requirements for flexible AC transmission systems”. CIGRE Plenary Session, Paris, France, 1992, parper 34-206.

[ALSTOM Guide, 2011] ALSTOM Network Protection & Automation Guide, Protective Relays Measurements and Control, Edition May 2011, ISBN: 978-0-9568678-0-3, [www.alstom.com/grid/sas](http://www.alstom.com/grid/sas).

[Alexander y Andrichak, 1998] G.E Alexander & J. G. Andrichak, “Application of phase and ground distance relays to three terminal lines”, GER—3964, GE Power Management, Ontario.

[Angquist y otros, 1996] Lennart Angquist, Gunnar Ingeström, Hans-Ake Jönsson. “Dynamical Performance of TCSC Schemes.” CIGRÉ 1996: 14-302

[Blackburn, 1998] J. Lewis Blackburn, “Protective Relaying Principles and applications”, Segunda edición, Editorial Marcel Dekker, 1998.

[Belín, 2000] Belín D. J. Arturo, “Desarrollo de un algoritmo de protección digital de distancia considerando distorsión armónica”, Tesis para obtener el grado de maestro en ciencias, presentada en el departamento de ingeniería eléctrica y electrónica del instituto Tecnológico de Morelia, Morelia Michoacán México septiembre 2000.

[Benmouyal, 1995] Gabriel Benmouyal, “Removal of DC-offset in current Waveforms using digital mimic filtering”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 10, No. 2, April 1995.

[Coronado y otros, 2000] Ixtláhuatl Coronado, Pável Zúñiga y Juan M. Ramírez, “FACTS: soluciones modernas para la industria eléctrica”, Avance y perspectiva vol.20, Cinvestav Guadalajara, 2001.

[Erezzaghi y otros, 2004] M. EL. Erezzaghi, P. A Crossely, R, Elfers, “Design And Evaluation Of An Adaptive Distance Protection Scheme Suitable For Series Compensated Transmission Feeders”, IEE, 2006.

[Fuerte y otros, 2000] R. Fuerte-Esquivel, E. Acha, and h. Ambriz-Pbrez, “A Thyristor Controlled Series Compensator Model For the power Flow Solution of practical Power Networks”, IEEE Trans. on power systems vol 15 no.1,pp. 58-64, Feb 2000

[Girgis y otros 1998] Girgis, A., Sallam, A., and El-Din, A.K.: “An adaptive protection scheme for advanced series compensated (ASC) transmission lines”, IEE Trans., 1998, PWRD-13, pp.414-420

[Habur y Leary, 2004] Klaus Habur and Donal O’Leary.FACTS –“ Flexible Alternating Current Transmission Systems for Cost Effective and Reliable Transmission of Electrical Energy”, Siemens, 2004



[Harper, 1984] Gilberto Enriquez Harper, “Fundamentos de protección de sistemas eléctricos por relevadores”, Editorial Limusa, 1984.

[Hingorani y Gyugy, 2000] Narain G. Hingorani, Laszlo Gyugy. “Understanding FACTS. Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems”, 2000, IEEE Power Engineering Society.

[Hingorani, 1993] Narain G. Hingorani (F). The Concepts of Flexible AC Transmission and Custom Power. IEEE, Spectrum April 1993

[Horowitz y Phadke, 2008] Stanley H. Horowitz Arun G. Phadke, “Power System Relaying”, John Wiley and Sons, Third Edition, 2008.

[IEEE y CIGRE FACTS, 1995] IEEE PES and CIGRE FACTS Working Group, E. Larsen and D. Torgerson, Co-Chairs, “FACTS Overview,” IEEE PES Special Publication 95-TP-108, 1995.

[Jamali y otros, 2008] S. Jamali, A Kasemi, and H. Shateri, “ Effects of Voltage Transformers Connection Point on Measured Impedance at Relaying Point for Inter Phase Faults in Presence of TCSC”, 2<sup>nd</sup> IEEE International Conference on Power and Energy, December 1-3, 2008, Johor Baharu, Malaysia.

[Jamali y Shateri, 2004] S. Jamali and H. Shateri, “Effect of TCSC on distance relay tripping characteristic”, Universities Power Engineering Conference, 2004. UPEC 2004. 39th International, IEEE.

[Kasemi y otros, 2007] A Kasemi, S. Jamali, H. Shateri, “Distance Relay Over-Reaching due to TCSC Presence on Second Circuit of Double Circuit Line”, Electrotechnical Conference, 2008. MELECON 2008. The 14th IEEE Mediterranean, page 738-743, 2008.

[Khederzadeh y Sidhu, 2006] Mojtaba Khederzadeh and Tarlochan S. Sidhu, “ Impact of TCSC on the Protection of Transmission Lines”, IEEE Transactions on power Delivery, Vol. 21, No. 1. January 2006.

[Khederzadeh, 2009] Wave distortions Impact of TCSC in FCL mode on Transmission Line Protection, Mojtaba Khederzadeh, 2009. IEEE.

[Manual de PSCAD V4.2, 2005] User’s guide on the use of PSCAD, Manitoba/HVDC research centre Inc, Canada, 2005.

[Mathur y Varma, 2002] R. Mohan Mathur, Rajiv K. Varma, “Thyristor-Based FACTS Controllers for Electrical Transmission Systems”, John Wiley and Sons, 2002, IEEE Power Engineering Society.



[Padiyar y Kulkarni, 1997] K. R. Padiyar and A. M. Kulkarni. "Flexible AC Transmission Systems: A Status Review". Department of Electrical Engineering, Indian Institute of Science, Bangalore, India 560 012, 1997.

[Qing y otros, 2005] Liu Qinnng, Wang Zengping, Xu Yan, "Study on the Influence of TCSC on Fault Component Distance Protection", 2005 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference & Exhibition: Asia and Pacific Dalian, China.

[Ramírez y otros, 2000] J.M. Ramírez, I. Coronado, P. Zuñiga, R. Davalos, A. Valenzuela, I Castillo, "FACTS: soluciones modernas para la industria eléctrica", Avance y Perspectiva 19,347, Cinvestav Guadalajara, 2000.

[Russell-Mason, 1967] C. Russell Mason, "The art & Science of Protective Relaying", John Wiley and Sons, Sixth printing, 1967.

[Santos y Silveria, 2006] L.F. Santos, and P. M. Silveria, "Evaluation of Numerical Distance Protection Algorithms for Series Compensated Transmission Lines", 1-4244-0288-3/06 IEEE 2006.

[Sebastián, 2009] David Sebastián Baltazar, apuntes de clase, Materia: "Protección de sistemas eléctricos de potencia" Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME Zacatenco, México D.F.

[Sebastián y Rosas, 2008] David Sebastián Baltazar, Germán Rosas Ortiz, "Diplomado en protecciones de sistemas eléctricos de Potencia. Modulo 2 Protección convencional de sistemas eléctricos", SEP, 2008.

[Sidhu y Khederzadeh, 2005] T. S. Sidhu and M. Khederzadeh, TCSC impact in communication-aided distance-protection schemes and its mitigation" IEE Proc.-Gener. Trans. Distrib., Vol. 152, No. 5, September 2005

[Song y Johns, 1999] Yong Hua Song, Allan T Johns. "Flexible ac transmission systems (FACTS)". IEE Power and Energy Series 30, 1999.

[Tutorial IEEE, 1995] "IEEE Tutorial on the Protection of Synchronous Generators", IEEE Catalog Number: 95TP1021995.

[Tutorial IEEE, 2001] IEEE Tutorial on Electromagnetic Transient Program Applications to Power System Protection, IEEE Catalog Number: 01 TP 150.

[Vivas y Zambrano, 2002] José H. Vivas, Julie Zambrano, "Modelación del Capacitor Serie controlado por tiristores (TCSC) en ATP-EMTP", Departamento de Conversión y Transporte de Energía, Universidad Simón Bolívar, Caracas Venezuela.

[Warrington, 1968] A.R.van C.Warrington, "Protective Relays their theory and practice, Volume one", Chapman and Hall, second edition, 1968.



[Warrington, 1977] A.R.van C.Warrington,“Protective Relays their theory and practice, Volume Two”, Chapman and Hall, third edition,1977.

[Ziegler, 2006]. Gerhard Ziegler, Numerical Distance Protection, Principles and applications. Siemens, second edition, 2006.

**Apéndice A****Programa en Matlab que permite observar la impedancia del TCSC de acuerdo al ángulo de disparo  $\alpha$  de los tiristores. Y el punto de resonancia de un TCSC.**

El programa que a continuación se muestra se realizó a través de las siguientes formulas: La reactancia equivalente fundamental del TCSC [Fuerte y otros, 2000] es mostrada en la ec. 1.

$$X_{TCSC} = -X_C + C_1(2(\pi - \alpha) + \sin(2(\pi - \alpha))) - C_2 \cos^2(\pi - \alpha)(\omega \tan(\omega(\pi - \alpha)) - \tan(\pi - \alpha)). \quad (1)$$

Dónde:

$$X_{LC} = \frac{X_C X_L}{X_C - X_L}.$$

$$C_1 = \frac{X_C + X_{LC}}{\pi}.$$

$$C_2 = \frac{4X_{LC}^2}{\pi X_L}.$$

Dónde:  $C_1$  y  $C_2$  son constantes, y  $X_{LC}$  es el resultado de la reactancia en paralelo del inductor y capacitor del TCSC.

```
% Programa para calcular el punto de resonancia de un TCSC
```

```
%
```

```
Clear all, close all
```

```
L = 0.0071969;
```

```
C = 130.028E-6;
```

```
f=60;
```

```
wo = 2*pi*f;
```

```
Xc = 1/(wo*C);
```

```
XLf = wo*L;
```

```
for alpdeg=1:180
```



```
alpha = alpdeg*pi/180;
XL = XLf; %XLf*(pi/(pi-2*alpha-sin(2*alpha)));
XLC = Xc*XL/(Xc-XL);
C1 = (Xc+XLC)/pi;
C2 = (4*XLC^2)/(XL*pi);
w = sqrt(Xc/XL);
Xtcsc(alpdeg) = -Xc+C1*(2*(pi-alpha)+sin(2*(pi-alpha)))-C2*(cos(pi-
alpha)^2)*(w*tan(w*(pi-alpha))-tan(pi-alpha));
end
figure(1)
plot(1:180,Xtcsc), title('Xtcsc')
```





## Apéndice B

### Fuentes de error del relevador de distancia en estado estacionario.

#### B.1 Impedancia vista por el relevador de distancia.

La impedancia medida por un relevador de distancia durante una falla consiste de  $Z_L$ , la impedancia de la línea entre el relevador y la falla, y  $R_f$ , la resistencia de la falla por sí misma (Figura B.1). El relevador mide esta impedancia correctamente si la corriente de la línea protegida, y por lo tanto la del relevador, es la misma como la corriente en la falla. Desafortunadamente, esto puede ser verdad solamente para líneas con alimentación en un solo extremo y no carga.

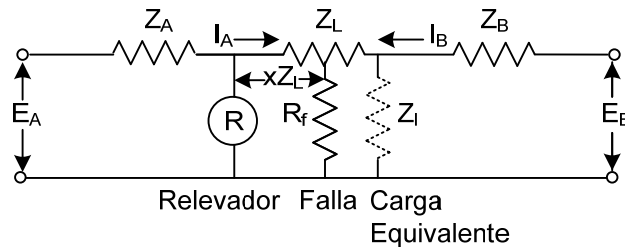


Figura B.1 Circuito simplificado para carga y falla [Warrington, 1977].

Donde la resistencia  $R_f$  de la trayectoria de falla es apreciable, el error de la medición puede ser causado por (a) corriente de carga que va a través del relevador y no a través de la falla (Figura B.1) y (b) corriente de falla de una fuente de potencia más allá de la falla que no aparece en el relevador (Figura B.2a). Otros errores pueden ser por inducción mutua de conductores en paralelo y por la inexactitud del TC y TP.

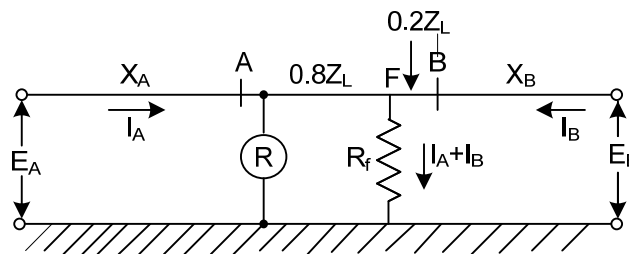


Figura B.2a Circuito esquemático

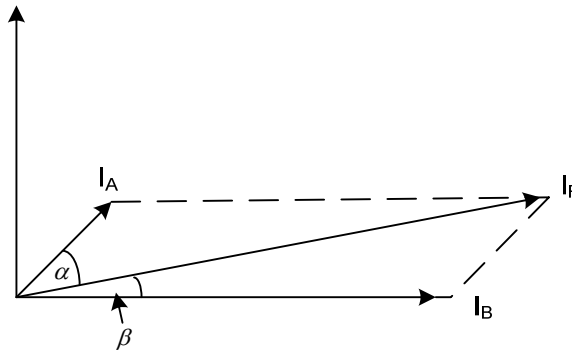


Figura B.2b Diagrama de vector de corrientes de línea y falla

Figura B.2 Doble extremo de alimentación a través de la resistencia de falla [Warrington, 1977].

El error en la reactancia medida es  $\frac{I_f}{I_A} R_f \sin \alpha$  (Figura B.2b) en el extremo A. Para un sistema homogéneo el ángulo  $\theta$  entre  $E_A$  y  $E_B$  es el mismo como el ángulo entre  $I_A$  e  $I_B$ , así que  $\theta = \alpha + \beta$ . Se observa en el sistema de la Figura B.2b el error en A puede ser expresado como  $\frac{I_B}{I_A} R_f \sin \alpha$  y el error en B es  $\frac{I_A}{I_B} R_f \sin \theta$ .

En extremo de salida A,  $\theta$  es negativo lo cual causa que el relevador sobrealcance. En extremo entrante B,  $\theta$  es positivo causando subalcance [Warrington, 1977].

## B2 Análisis de error debido a resistencia de falla a tierra.

En general el error debido a resistencia de falla es insignificante con relevadores de distancia de fase. Esto es debido a que la resistencia de falla forma un arco y este es normalmente limitado a un bajo valor por el espacio entre conductores. Una condición similar existe con fallas de una sola fase a tierra en líneas teniendo un buen conductor a tierra con una adecuada conexión eléctrica del soporte aislador al conductor a tierra.

Si el sistema de potencia es aterrizado solamente en un punto, la resistencia de falla se agregara a la impedancia de línea medida por el relevador y causa un subalcance en un relevador *mho*. Si hay muchas puestas a tierra, la resistencia del arco y la torre serán recorridas por corrientes desde ambos extremos del sistema y si ellos no están en fase, debido a los componentes reactivos se tendrá subalcance en un extremo de la línea y sobrealcance en el otro [Warrington, 1977].



### B3 Doble extremo de alimentación con una falla y no carga

Si no hay carga al inicio, las fem's  $E_S$  y  $E_R$  más allá de cada extremo de la línea estarán en fase (Figura B.2a). En tal condición el relevador de distancia medirá correctamente en un sistema homogéneo. Pero si la sección de línea protegida es larga y de menor relación que la de la impedancia de la fuente en cada extremo, habrá inexactitud en la medición de las fallas cercanas al extremo de la sección debido a que las corrientes  $I_A$  e  $I_B$  de los dos extremos estarán fuera de fase una de la otra y con la corriente de falla  $I_f$ . Es decir, debido a que el  $SIR = Z_{fuente}/Z_{linea}$  entonces de acuerdo a lo anterior el SIR es grande y por lo tanto el sistema es robusto.

La Figura B.2a muestra un sistema con las impedancias completamente reactivas y la impedancia de la línea asumida  $60^\circ$  atrasada ( $X/R=1.73$ ). Esto menciona que  $I_B$  está más atrasada que  $I_A$  para una falla cercana a B y esto hará a  $I_f$  más atrasada que la corriente de relevador  $I_A$ . Consecuentemente,  $V_f$  también atrasa a  $I_A$  y esto causara que el relevador en A mida una componente reactiva importante en  $R_f$  la cual se substraerá de la reactancia de la línea y hace a esto sobrealcanzar. Lo inverso ocurre para una falla cercana al extremo A.

Si  $I_f/I_A = K$  la impedancia vista por el relevador es  $Z_L + kR_f$  donde  $k$  es un numero complejo que varía con la posición de la falla en la sección de línea protegía  $Z_L$ , la relación  $Z_s/Z_L$  y la relación de los valores de  $Z_s$  en dos extremos ( $Z_s/Z_R$ ). Donde  $Z_R$  es la impedancia de la fuente en el extremo de recepción del sistema.

La Figura B.3a y Figura B.3b muestran como la componente real e imaginaria de  $k$  asumiendo una generación igual (500 MVA nivel de falla) en los dos extremos y la longitud de la línea variada desde 4.6 millas ( $Z_L/Z_s=0.1$ ) para 465 millas ( $Z_L/Z_s=10$ ). Una línea de 465 millas es impráctica pero la misma relación  $Z_L/Z_s$  ocurre con, decir 5,000 MVA en una línea de 46.5 millas. Esto deberá ser notado que la componente imaginaria es trazada a diez veces la escala de la componente real.

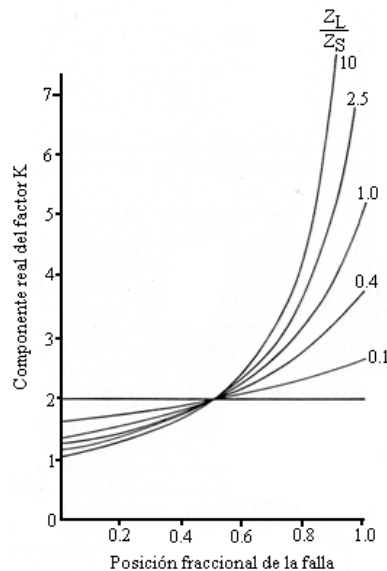


Figura B.3a Variación de  $k$  con relación de impedancia de línea/fuente  $K = \text{Corriente de falla}/\text{corriente de relevador}$  [Warrington, 1977].

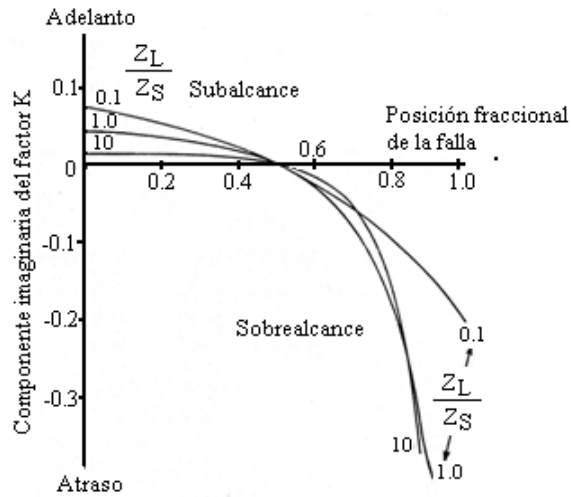


Figura B.3b Variación de k con relación de impedancia línea fuente. Este es 10 veces la escala de la Figura B.3a

Figura B.3 Componente imaginaria y real de k [Warrington, 1977].

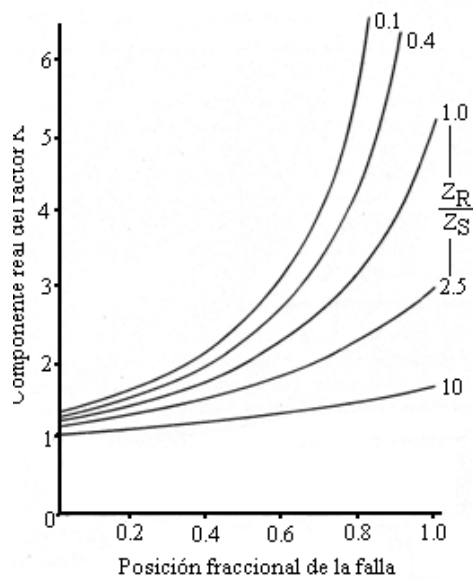


Figura B.4a Variación de k con relación de impedancias de fuentes  $K=I_f \cdot I_r$  [Warrington, 1977].

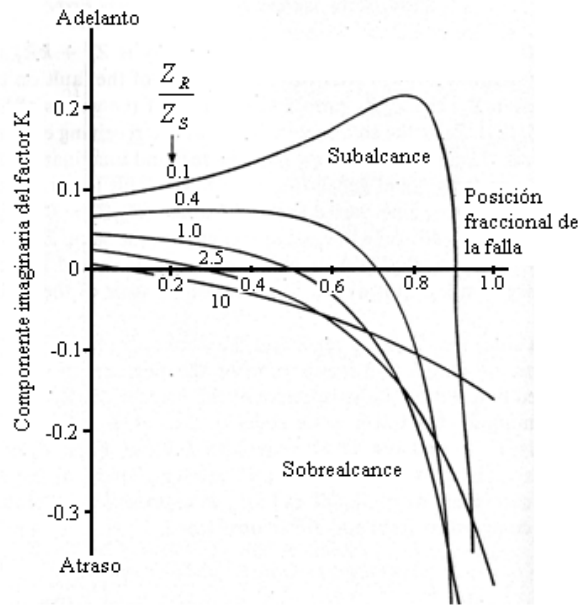


Figura B.4b Variación de  $k$  con relación de impedancia de fuentes. Esta es 10 veces la escala de la Figura B.4 a.

Figura B.4 Componente imaginaria y real de  $k$  con relación de impedancias de fuentes [Warrington, 1977].

*Para una línea corta  $Z_L/Z_S$  es pequeña y la corriente de cada extremo tiende a ser la misma, así que  $k=2$  sin importar la posición de la falla en la sección  $Z_L$  de la línea protegida irrespectivo valor  $Z_S/Z_L$ .*

Asumiendo  $Z_L$  fijo en un valor igual al valor de  $Z_S$  en el relevador del extremo ( $Z_S$ ), Figura B.4a y Figura B.4b muestra como  $k$  varia cuando  $Z_S$  en el extremo lejano ( $Z_R$ ) tiene valores entre diez veces y un décimo de  $Z_S$  en el extremo de relevador. Sera visto que, cuando  $Z_R/Z_S$  es grande,  $k$  se aproxima a 1 debido a que la corriente de falla contribuida desde B llega a ser pequeña.

Conclusión: el sobrealcance por los relevadores de reactancia pueden ocurrir por falla cercanas al extremo de la sección de la línea, pero esta puede ser prevenida por ajustar el relevador de reactancia a tierra a no más del 80% de la sección, especialmente para líneas largas. Alternativamente, si un extremo del sistema es normalmente más cargado que el otro (y por lo tanto más atrasado), entonces los relevadores en ese extremo pueden ser ajustados en 95% para zona 1 y los relevadores en el extremo de salida en 65%. Los relevadores de respaldo y de bloqueo deben asimismo incrementar su ajuste en el extremo atrasado del sistema [Warrington, 1977].



### B.4 Transferencia de potencia y oscilaciones de potencia.

La potencia fluye desde las partes de sistema con exceso de generación a las áreas con exceso de carga. El consecuente flujo de corriente a través del sistema causa una caída de voltaje (Figura B.5b), cuando el sistema es simplificado al equivalente de un sistema de dos máquinas, se observa que las fuentes fem's  $E_S$  y  $E_R$  son separadas por un ángulo  $\theta_s$  cuya magnitud incrementa con la transferencia de carga.

De la Figura B.5b, la oscilación de corriente  $I_S = (E_S - E_R) / Z$  donde  $Z$  es la impedancia de

sistema total. Si  $|E_S| = |E_R|$  será visto que  $I_S = \frac{\left(2E \sin \frac{1}{2}\theta_s\right)}{Z}$ . El voltaje disminuye hacia la mitad del sistema y esta reducción incrementa con  $\theta_s$  hasta que el voltaje de línea sea cero en el centro eléctrico del sistema cuando  $\theta_s = 180^\circ$ .

El efecto de esto sobre la impedancia vista por un relevador de distancia es mostrado en la Figura B.5c. Normalmente  $\theta_s$  no excede del 15° y los relevadores son afectados insignificadamente pero, durante en una oscilación de potencia,  $\theta_s$  puede oscilar hasta  $90^\circ$ . Una oscilación de más de  $90^\circ$  teóricamente resulta en una pérdida de sincronismo en los generadores en A y B debido a que el torque es proporcional al seno de  $\theta_s$  y por lo tanto disminuye cuando  $\theta > 90^\circ$ . En la práctica sin embargo, un regulador de voltaje rápido permite una excursión transitoria de hasta tal vez  $160^\circ$  [Warrington, 1977].

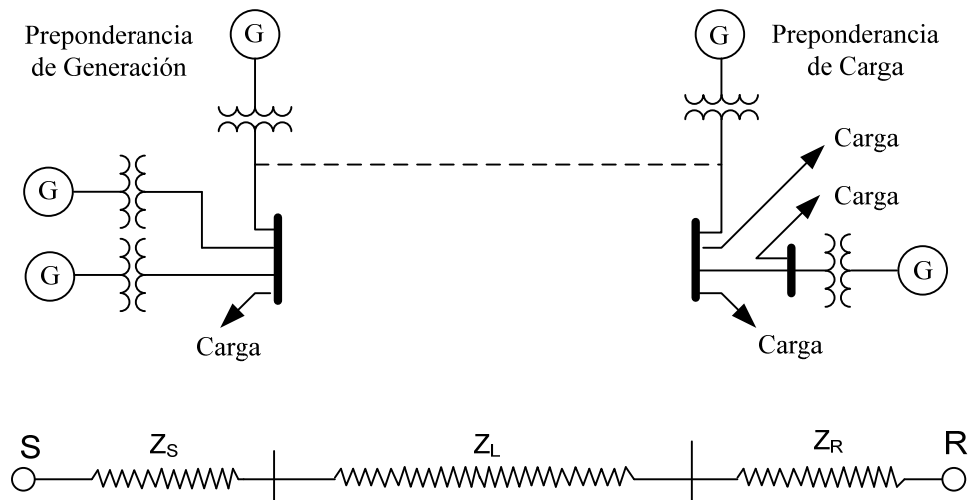


Figura B.5a Circuito equivalente de una fase de un sistema de potencia [Warrington, 1977].

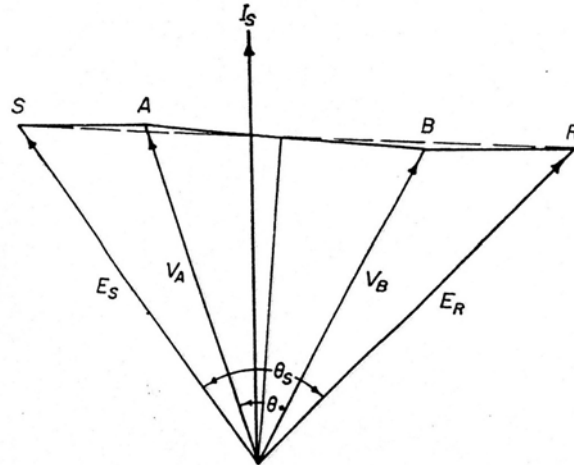


Figura B.5b. Diagrama de vector de una fase de un sistema de potencia durante una oscilación de potencia [Warrington, 1977].

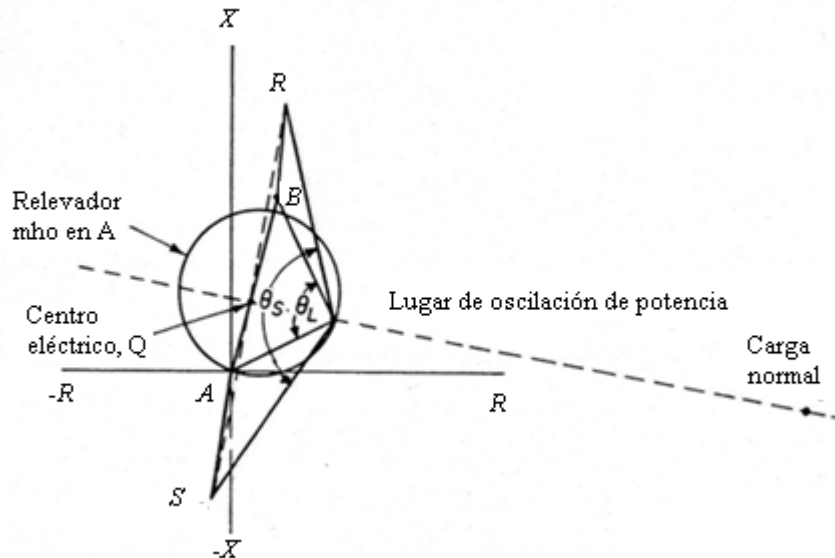


Figura B.5c Impedancias vistas por relevadores de fase durante una oscilación de potencia.

Figura B.5 Diagrama de vector e impedancia vista por relevadores durante oscilación de potencia de acuerdo al circuito B.5a [Warrington, 1977].

### B.5 Efecto de una oscilación de potencia sobre la medición de distancia para fallas.

Puesto que la corriente de carga pasa por el relevador, pero no a través de la falla, el efecto sobre el relevador es como si una impedancia de carga  $Z$  fuera conectada en paralelo con la falla, como se muestra en la Figura B.1.



La Figura B.6 muestra la impedancia medida por el relevador cuando la resistencia de falla que varía desde 0 a  $\infty$  con (a) potencia entrando, (b) potencia saliendo. La Figura B.7 muestra el efecto de variación de condiciones de carga.

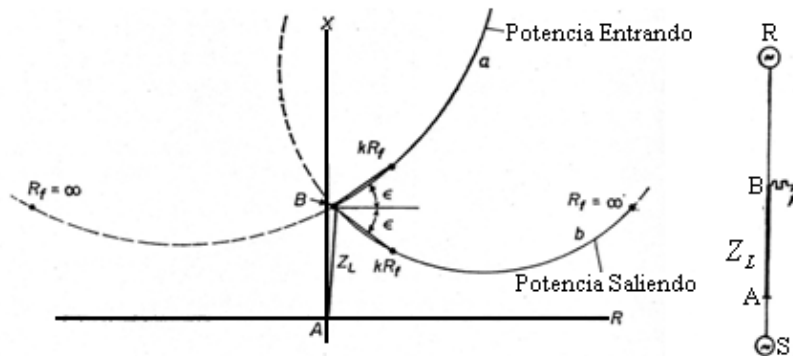


Figura B.6 Efecto de una carga fija y resistencia de falla variante. Carga medida en B [Warrington, 1977].

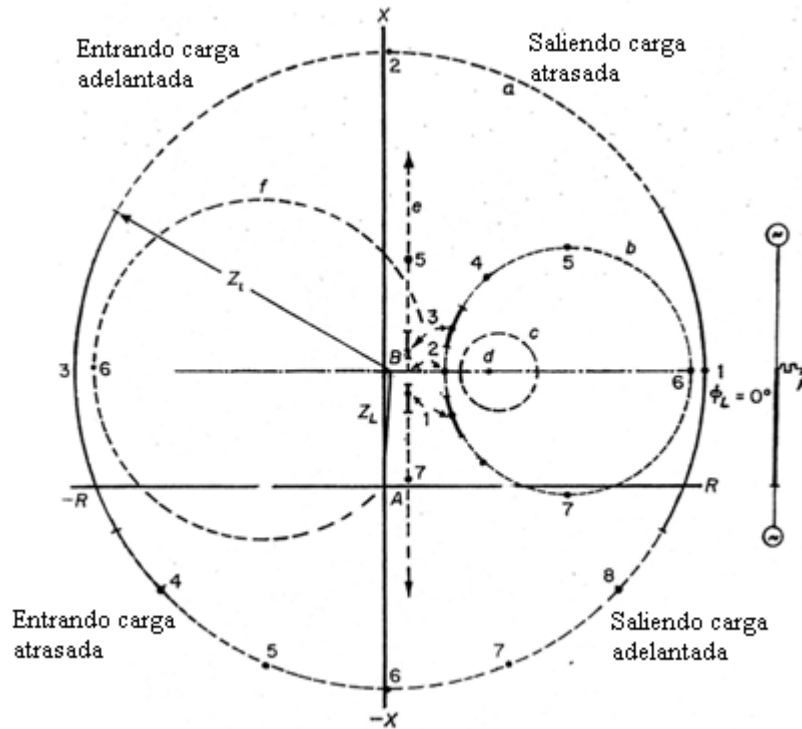


Figura B.7 Efecto de una resistencia de falla fija y una carga variante [Warrington, 1977].

Con no falla y una carga con magnitud constante pero variando el ángulo de fase, el lugar de la impedancia visto por el relevador en A es el círculo “a”. Con una resistencia de falla Bd y la misma condición de carga como para “a”, el lugar llega a ser el círculo “b”. Una pequeña carga da el lugar “c”; la no carga da el punto “d”. Grandes cargas dan el lugar geométrico “e” y “f”.

En esos lugares geométricos los puntos marcados 1 a 8 representan los mismos ángulos de fase de la corriente de carga como es vista por el relevador en A. Por ejemplo, el punto 1





representa factor de potencia unitario de potencia saliendo; el punto 2 es reactivos kVA saliendo; el punto 3 kW entrando; el punto 6 reactiva entrando.

Sera visto que los relevadores tienden a medir menos reactancia y por lo tanto a sobrealcanzar con potencia saliendo y subalcanzar con potencia entrando. Un círculo *mho* con diámetro AB sobrealcanzaria solamente para los lugares geométricos “e” el cual representa una enorme carga.

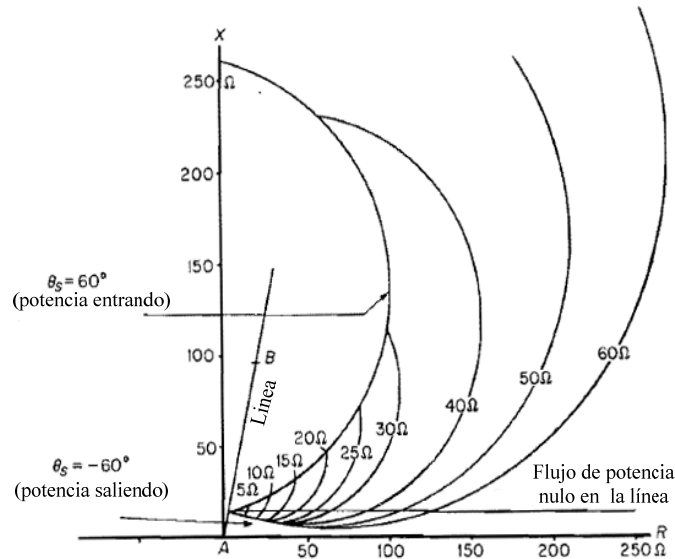


Figura B.8 Efecto de la resistencia de falla durante transferencia de carga [Warrington, 1977].

La Figura B.8 muestra que esos efectos incrementan con la resistencia de falla de la trayectoria de falla. Esto fue también indicado en la Figura B.6.

Por lo que se dice que el subalcance ocurre en la mayoría de los casos. El sobrealcance ocurre en relevadores con potencia saliendo, pero esto es serio solamente para un relevador cercano al extremo de recepción y con alta resistencia de falla. La característica cuadrilateral sería mucho más vulnerable que el círculo *mho* en este caso [Warrington, 1977].





## Apéndice C

### Compensación serie.

La idea básica detrás de la compensación capacitiva serie es disminuir toda la impedancia de transmisión serie efectiva desde el extremo de envío al extremo receptor es decir,  $X$  en la  $P = (V^2/X) \sin \delta$  que es la relación característica de transmisión de potencia sobre una sola línea. Considerando un simple modelo de dos máquinas, con un compensador capacitivo serie de línea, que por conveniencia, se asume compensa dos segmentos idénticos, como se ilustra en la Figura C.1a. Los fasores de voltaje y corrientes correspondientes se muestran en la Figura C.1b. Considerando las mismas magnitudes de voltajes en los extremos, el total de voltaje a través de la inductancia serie de línea,  $V_x = 2V_{x/2}$  se incrementa con el voltaje opuesto,  $V_c$ , desarrollado a través del capacitor serie; lo que resulta en un incremento de corriente de línea.

La impedancia de transmisión efectiva  $X_{eff}$  con la compensación capacitiva serie es dada por:

$$X_{eff} = X - X_c \text{ ó}$$

$$X_{eff} = (1 - k)X \quad \text{C.1}$$

Donde  $Kc$  es el grado de compensación serie, es decir,

$$kc = X_c / X \quad 0 \leq k < 1 \quad \text{C.2}$$

Asumiendo  $V_s = V_r = V$  en la Figura C.1b, la corriente en la línea compensada, y la potencia real transmitida puede ser derivada de las siguientes formas:

$$I = \frac{2V}{(1 - k)X} \sin \delta \quad \text{C.3}$$

$$P = V_m I = \frac{V^2}{(1 - k)X} \sin \delta \quad \text{C.4}$$

La potencia reactiva suministrada por el capacitor serie puede ser expresado como:

$$Q_c = I^2 X_c = \frac{2V^2}{X} \frac{k}{(1 - k)^2} (1 - \cos \delta) \quad \text{C.5}$$

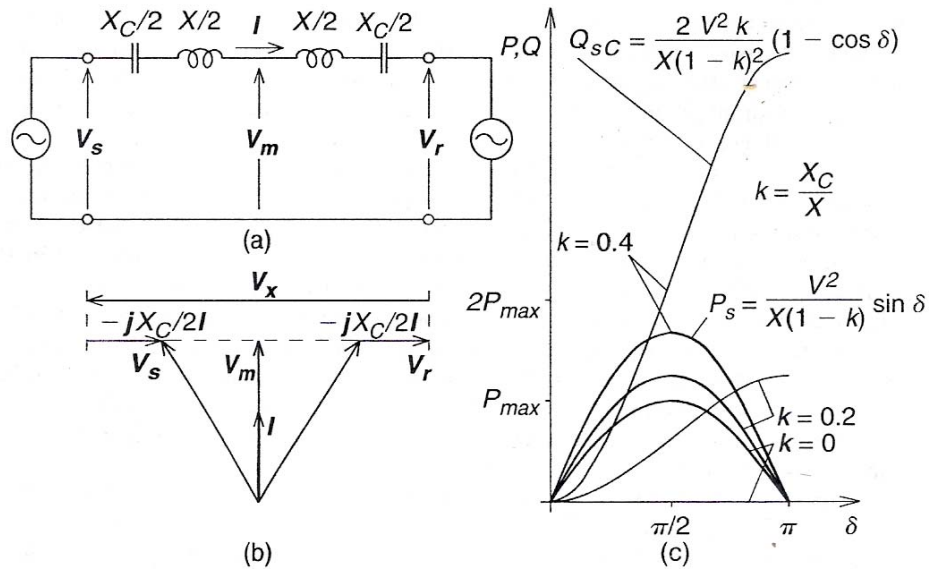


Figura C.1 (a) Compensación capacitiva serie con un sistema de potencia de dos máquinas, (b) diagrama fasorial correspondiente, (c) características de potencia real y potencia reactiva de capacitor serie respecto al ángulo [Hingorani y Gyugyi, 2000].

La relación entre la potencia real  $P$ , potencia reactiva del capacitor serie  $Q_C$ , y el ángulo  $\delta$  se grafica para varios grados de compensación serie  $k$  en la Figura C.1c. Puede observarse, que la potencia transmisible rápidamente incrementa con el grado de compensación serie  $k$ . Similarmente, la potencia reactiva suministrada por el capacitor serie también incrementa bruscamente con  $k$  y varía con el ángulo  $\delta$  en una manera similar como la potencia reactiva de la línea.

La impedancia de la compensación serie capacitiva cancela una porción de la reactancia de línea actual y por lo tanto reduce la impedancia de transmisión efectiva, por  $X_{eff} = X - X_C$ , como si la línea fuera acortada físicamente. Una explicación física que es igualmente válida y que es eficaz para el entendimiento de controladores de flujo de potencia basados en convertidores es que para incrementar la corriente en la impedancia serie dada de la línea física actual (y por lo tanto la potencia transmitida correspondiente), el voltaje a través de la impedancia debe ser incrementado. Esto puede ser logrado conectando un elemento apropiado en serie, como un capacitor, impedancia de la cual se produce un voltaje opuesto para el voltaje predominante a través de la reactancia serie de línea, como el que se ilustra en el diagrama fasorial de la Figura C.1c [Hingorani y Gyugyi, 2000].



### Apéndice D

#### Operaciones incorrectas encontradas para los tipos de falla (F\_BC, F\_BCN, F\_ABC).

En las siguientes figuras se muestran las operaciones incorrectas de los relevadores 1, 2 y 3 para los tipos de falla (F\_BC, F\_BCN, F\_ABC\_N), en cuanto a las unidades que deben de operar para determinado tipo de falla se tiene que para las falla trifásicas (F\_ABCN) las seis unidades de relevador tiene las mismas operaciones incorrectas por lo que solo se muestra en las figuras la unidad AB y para falla de doble fase a tierra (F\_BCN) debido a que las unidades BC, BN y CB tiene las mismas operaciones incorrectas solo se muestran en las figuras la unidad CN.

#### D 1. Operaciones incorrectas de la configuración de sistema 1.

#### Operaciones incorrectas del relevador 1 para la configuración de sistema 1.

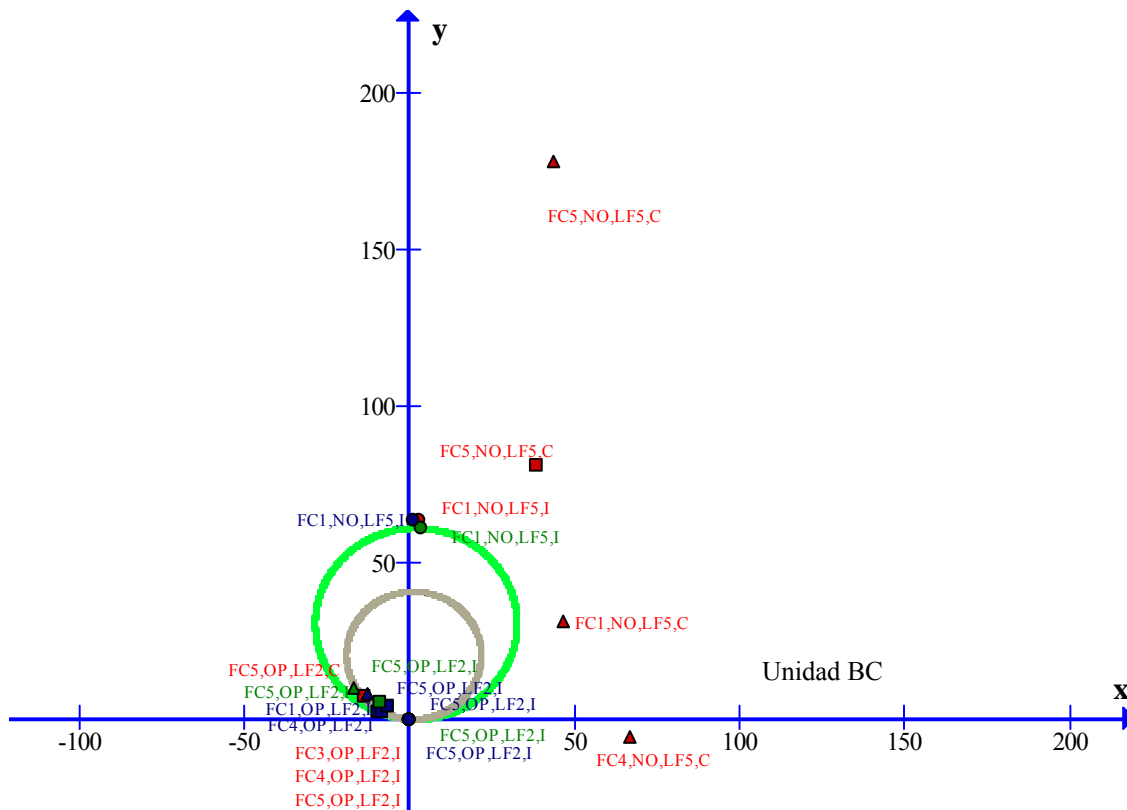


Figura D.1 Operaciones incorrectas del relevador 1 para fallas de fase a fase (F\_BC), de la configuración de sistema 1.

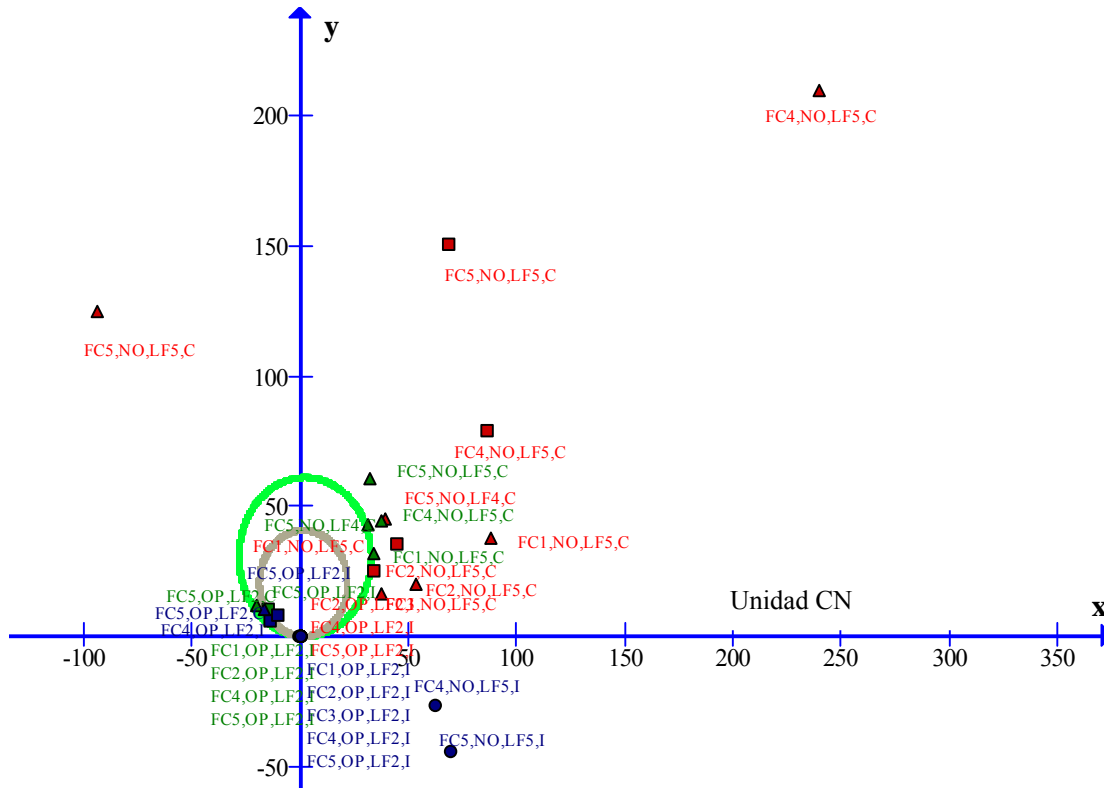


Figura D.2 Operaciones incorrectas del relevador 1 para fallas de doble fase a tierra (F<sub>BCN</sub>), de la configuración de sistema 1.

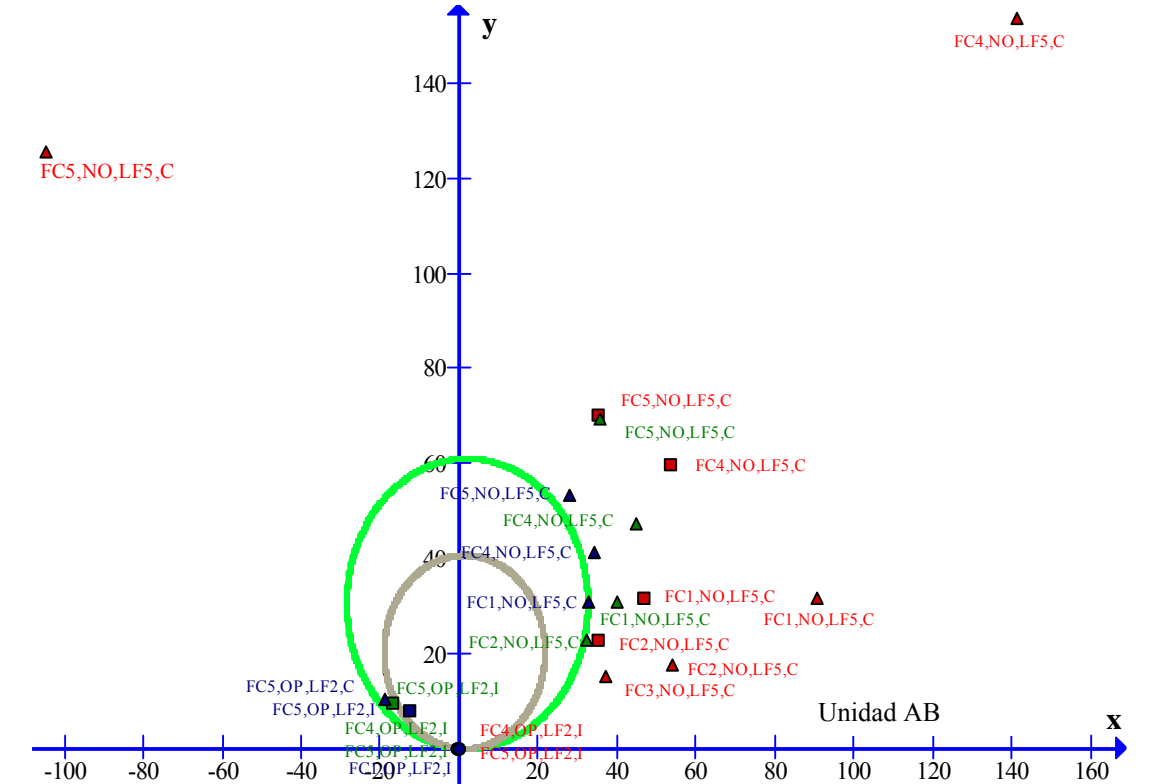


Figura D.3 Operaciones incorrectas del relevador 1 para fallas trifásicas (F<sub>ABCN</sub>), de la configuración de sistema 1.



### Operaciones incorrectas del relevador 3 para la configuración de sistema 1

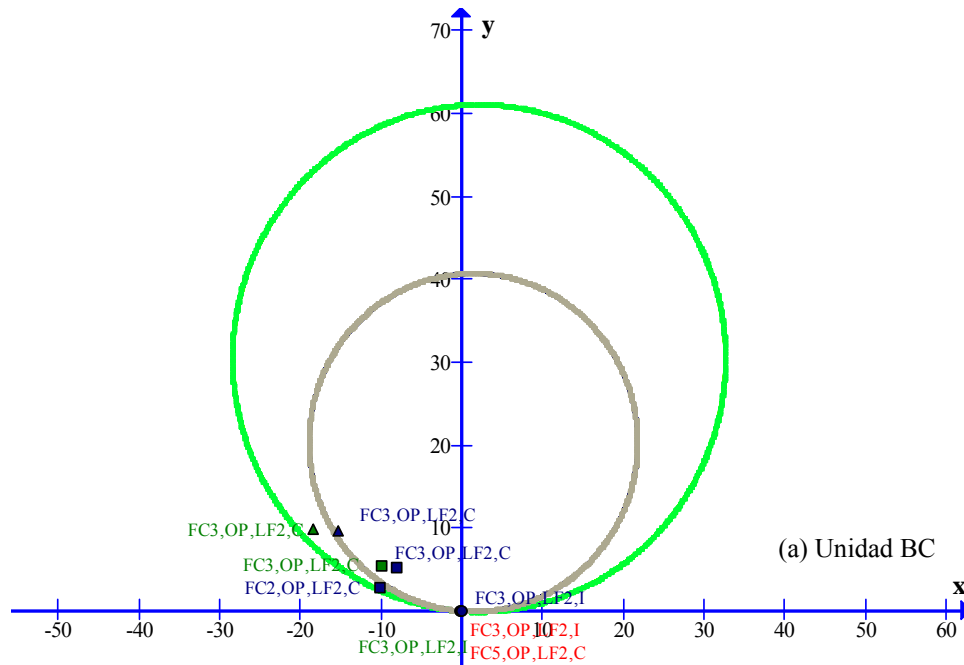


Figura D.4 Operaciones incorrectas del relevador 3 para fallas de fase a fase (F\_BC), de la configuración de sistema 1.

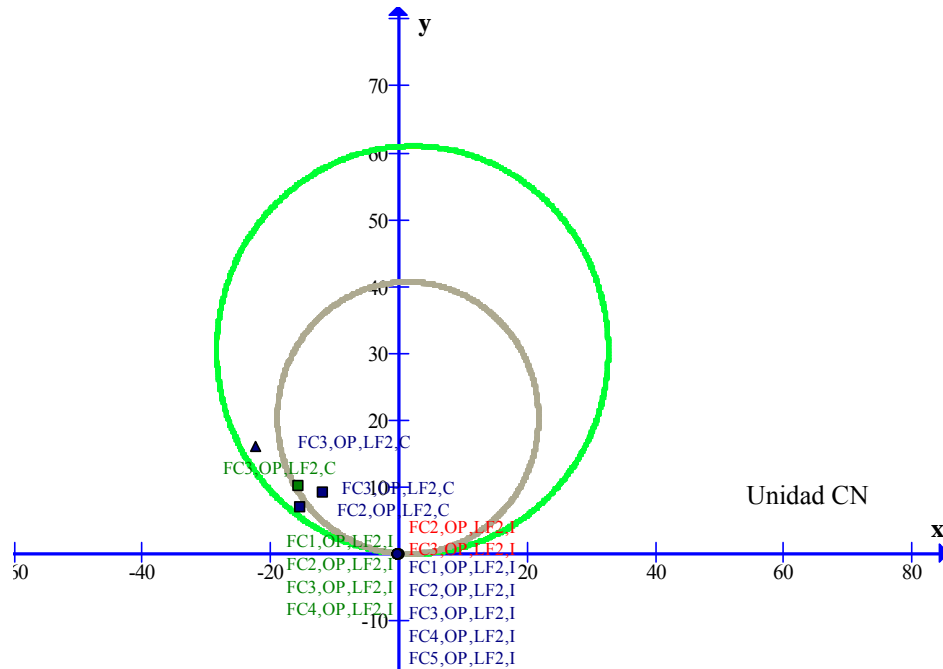


Figura D.5 Operaciones incorrectas del relevador 3 para fallas de doble fase a tierra (F\_BCN), de la configuración de sistema 1.

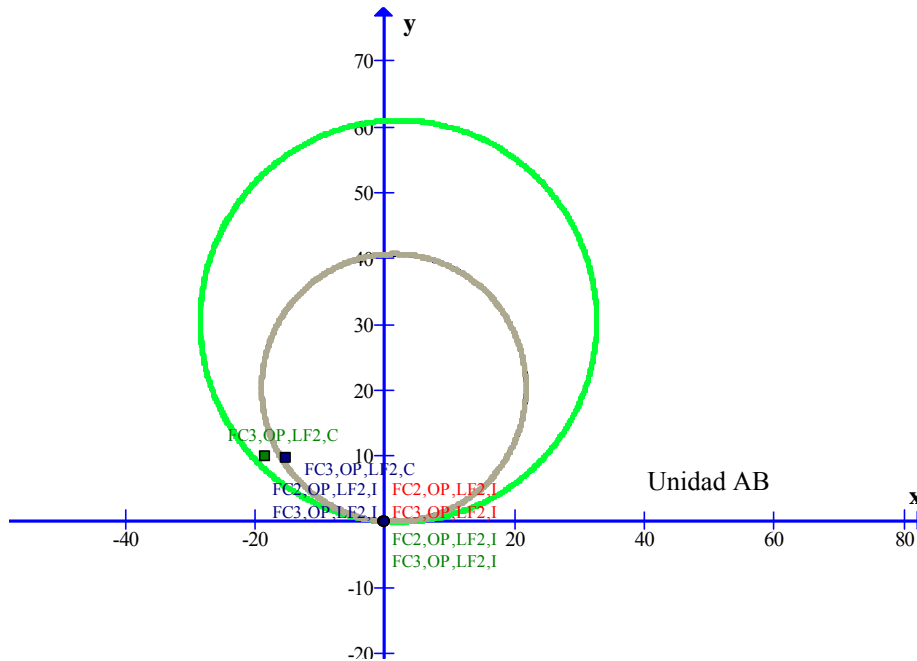


Figura D. 6 Operaciones incorrectas del relevador 3 para fallas trifásicas (F\_ABCN), de la configuración de sistema 1.

**Operaciones incorrectas del relevador 5 para la configuración de sistema 1.**

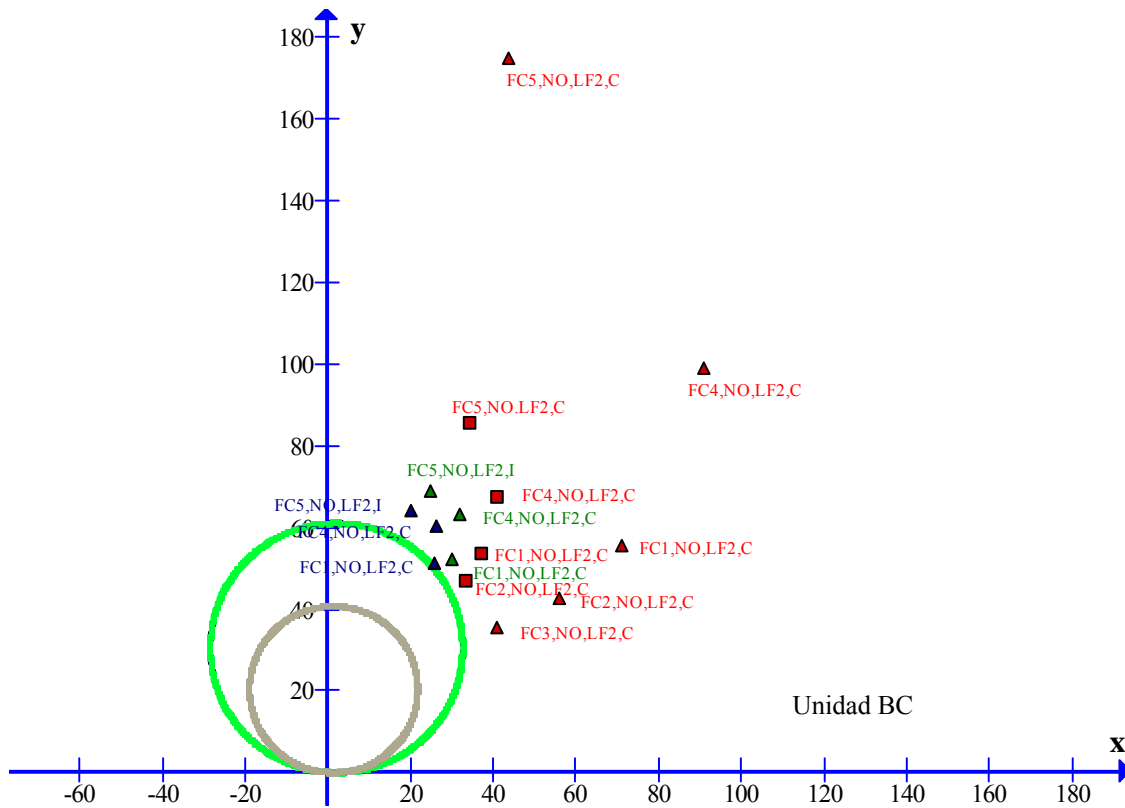


Figura D.7 Operaciones incorrectas del relevador 5 para fallas de fase a fase (F\_BC), de la configuración de sistema 1.



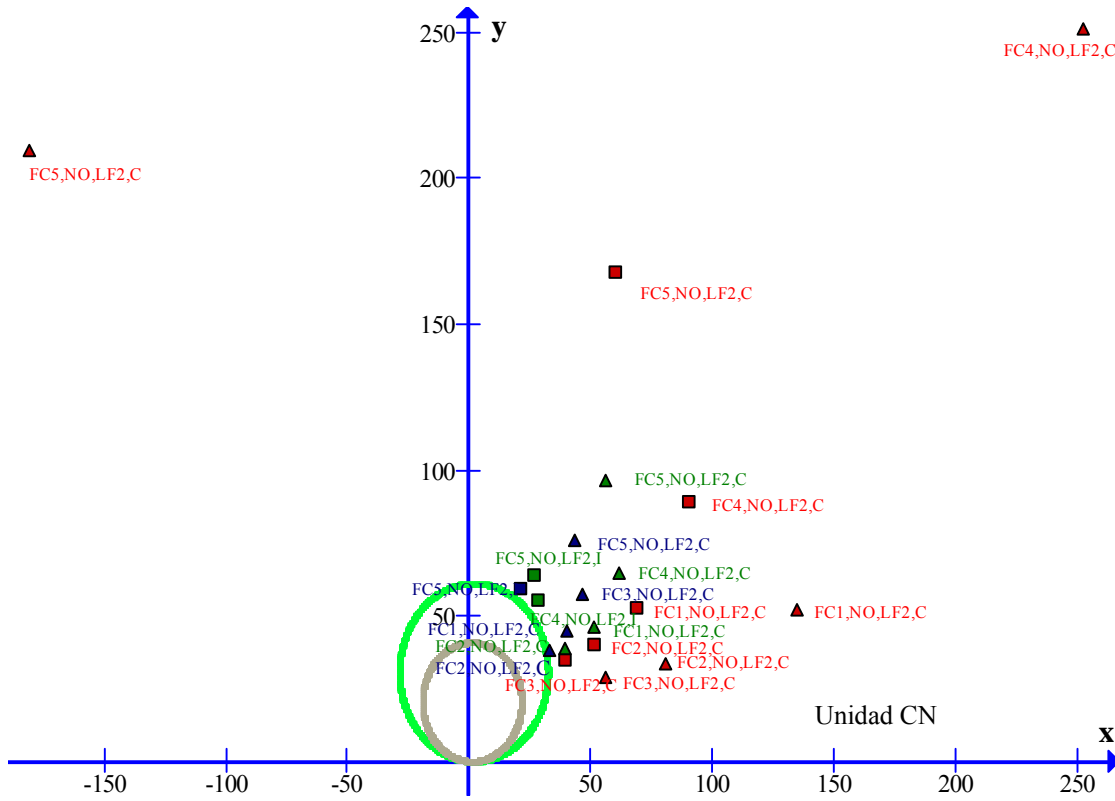


Figura D.8 Operaciones incorrectas del relevador 5 para fallas de doble fase a tierra (F\_BC\_N), de la configuración de sistema 1.

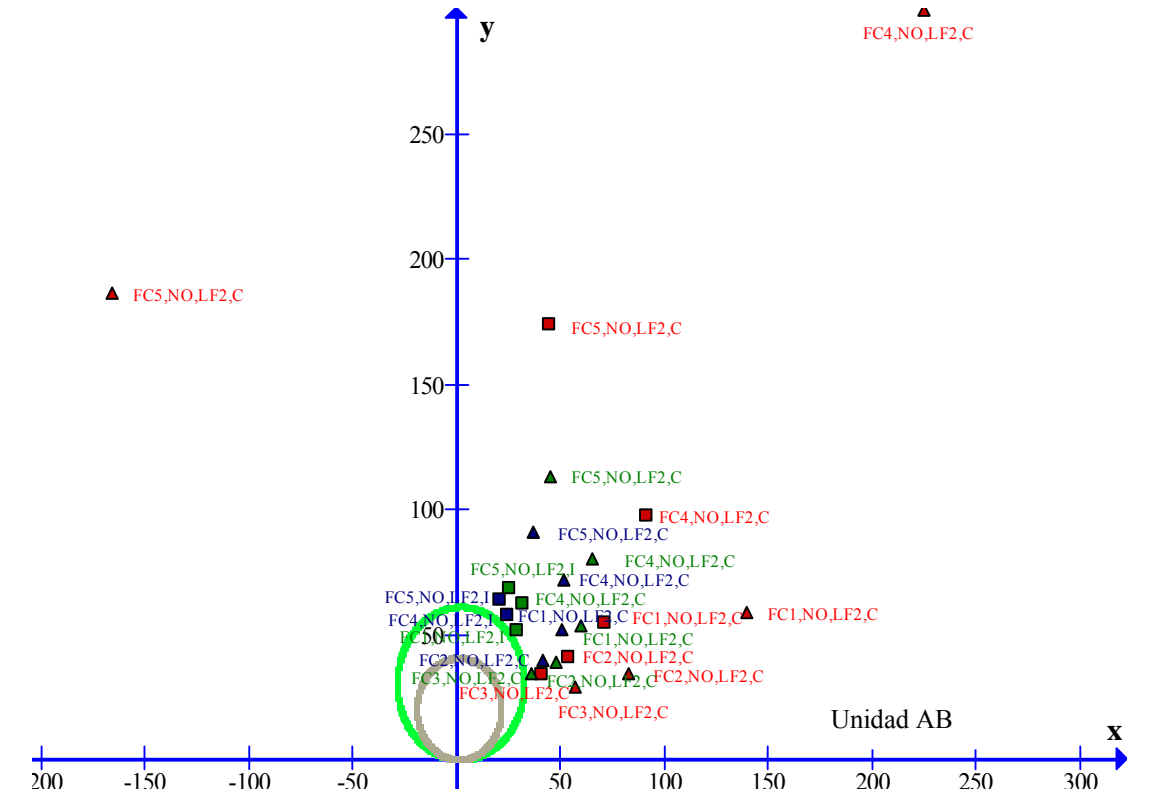


Figura D.9 Operaciones incorrectas del relevador 5 para fallas trifásicas (F\_ABC\_N), de la configuración de sistema 1.



## D2. Operaciones incorrectas de la configuración de sistema 2.

### Operaciones incorrectas del relevador 1 para la configuración de sistema 2.

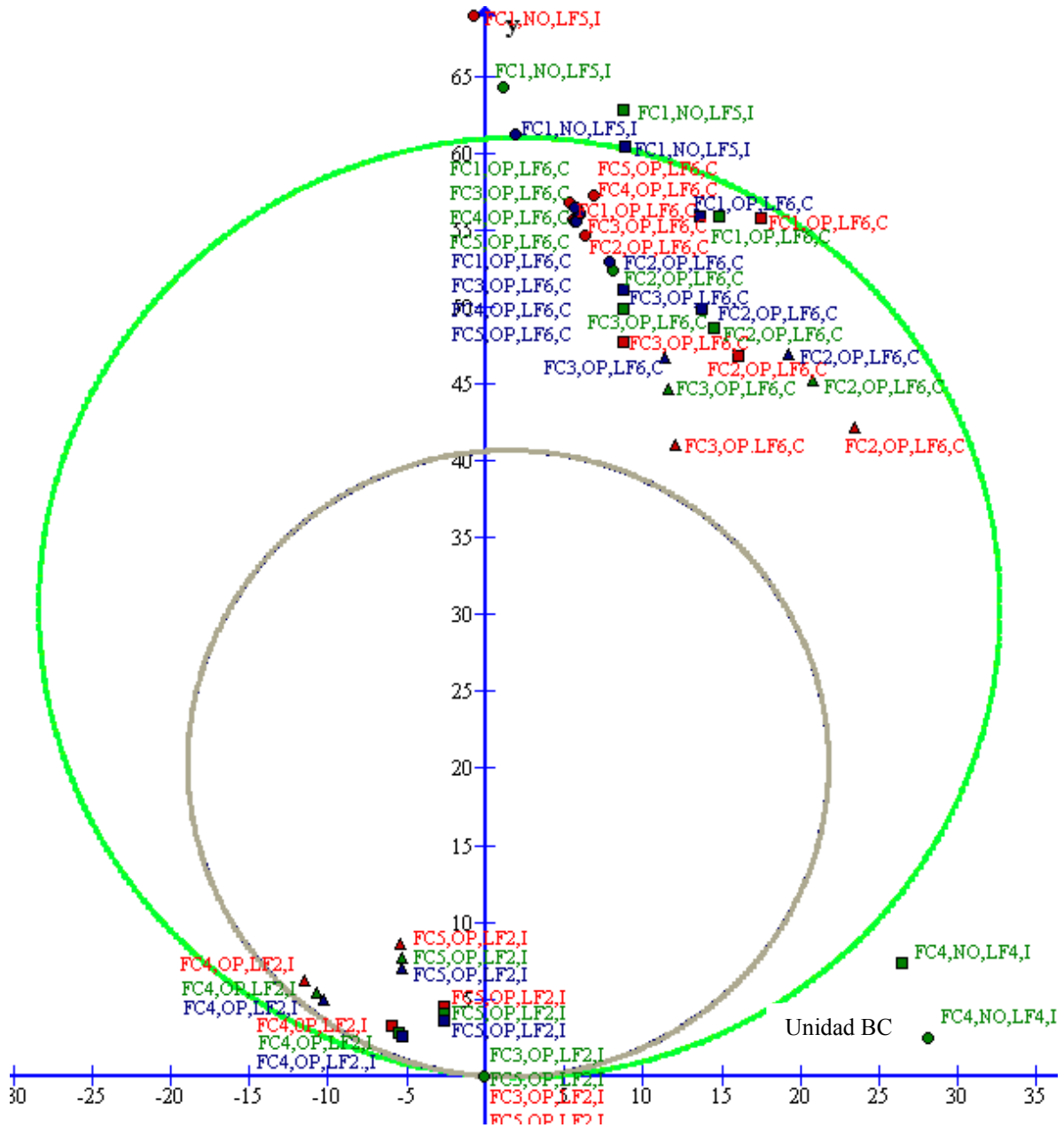


Figura D. 10 Operaciones incorrectas del relevador 1 para fallas de fase a fase (F\_BC), de la configuración de sistema 2.

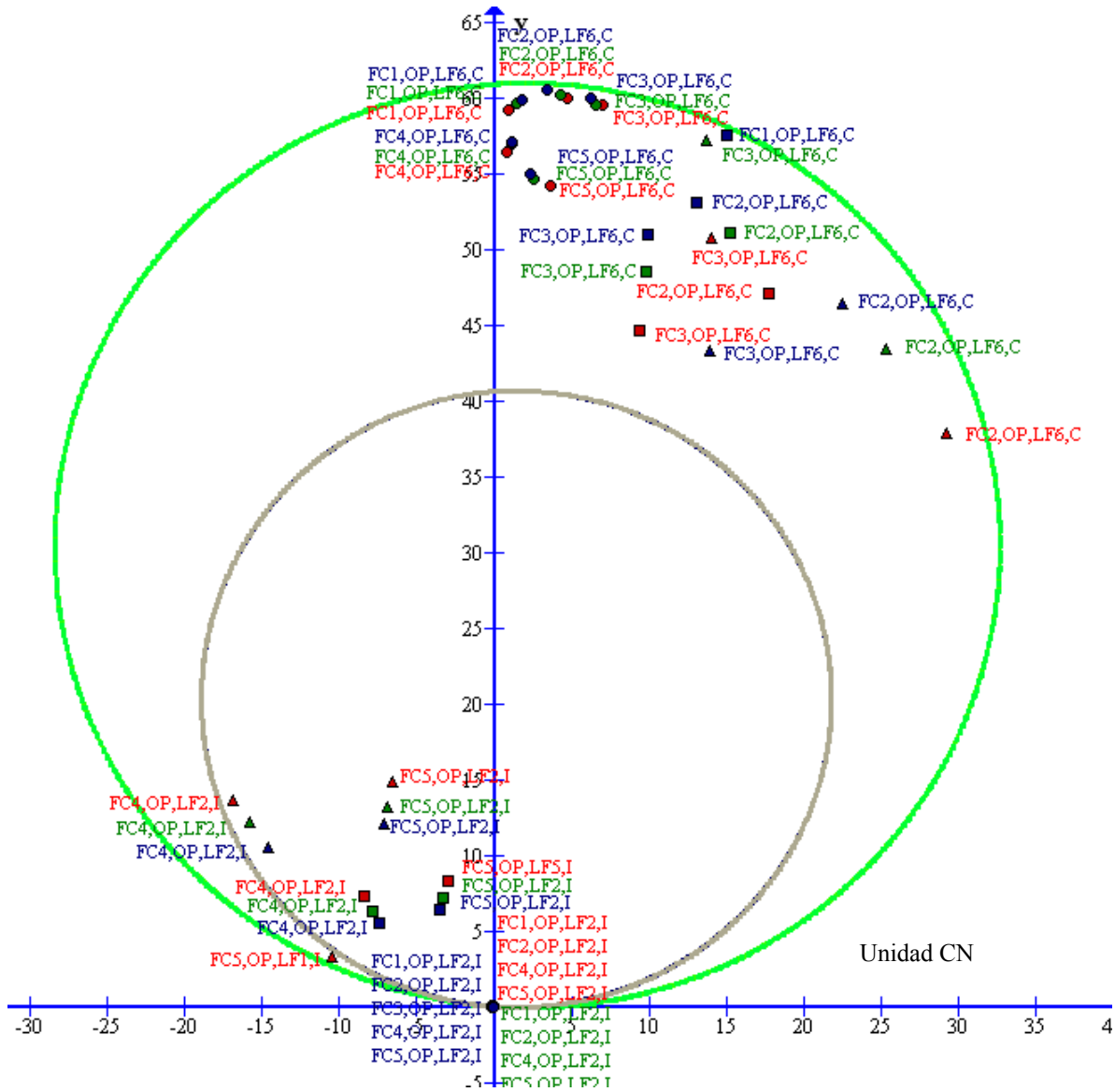


Figura D.11 Operaciones incorrectas del relevador 1 para fallas de doble fase a tierra (F\_BCN), de la configuración de sistema 2.

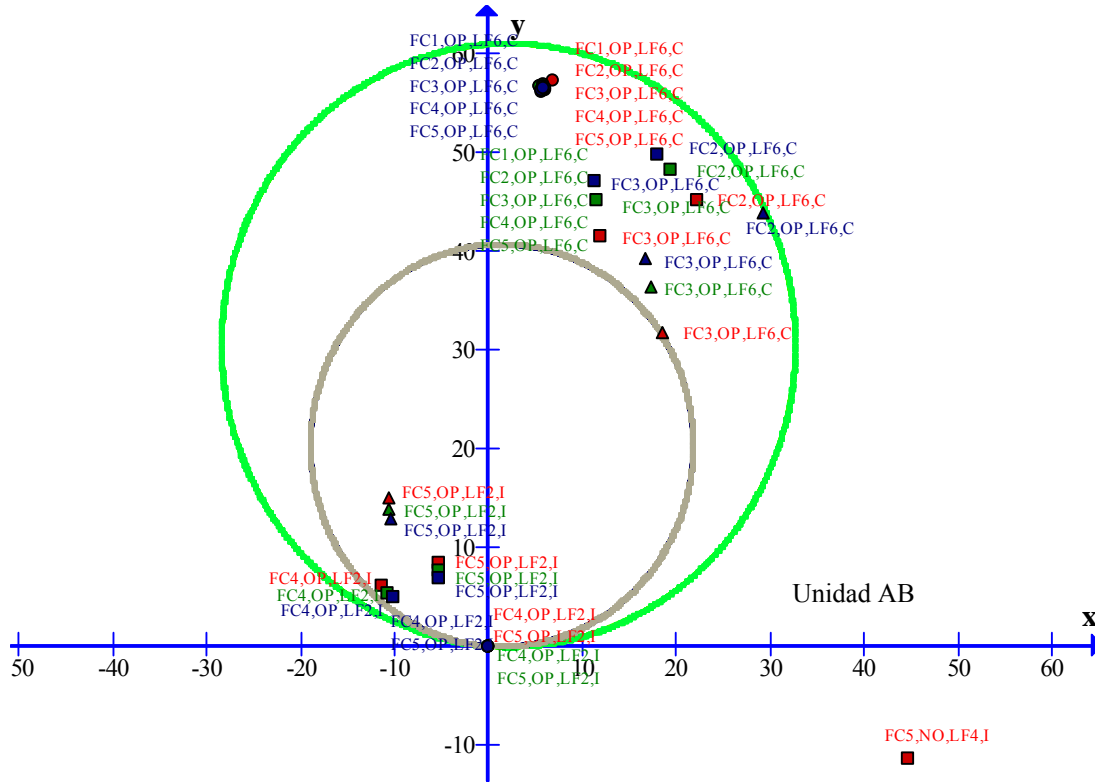


Figura D.12 Operaciones incorrectas del relevador 1 para fallas trifásicas (F\_ABCN), de la configuración de sistema 2.

**Operaciones incorrectas del relevador 3 para la configuración de sistema 2.**

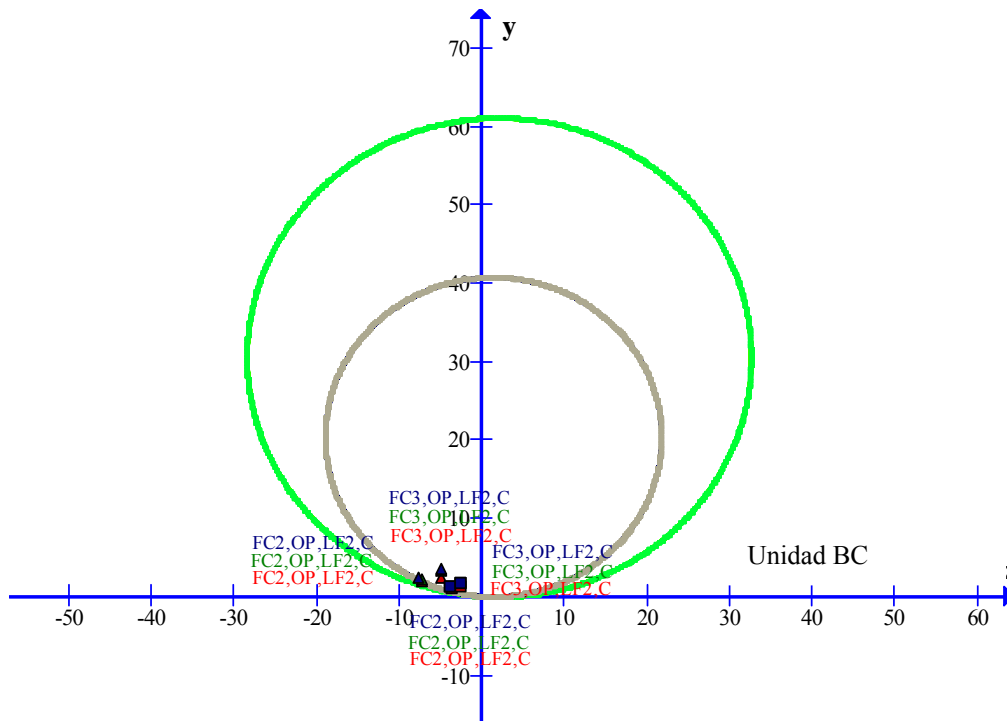


Figura D.13 Operaciones incorrectas del relevador 3 para fallas de fase a fase (F\_BC), de la configuración de sistema 2.

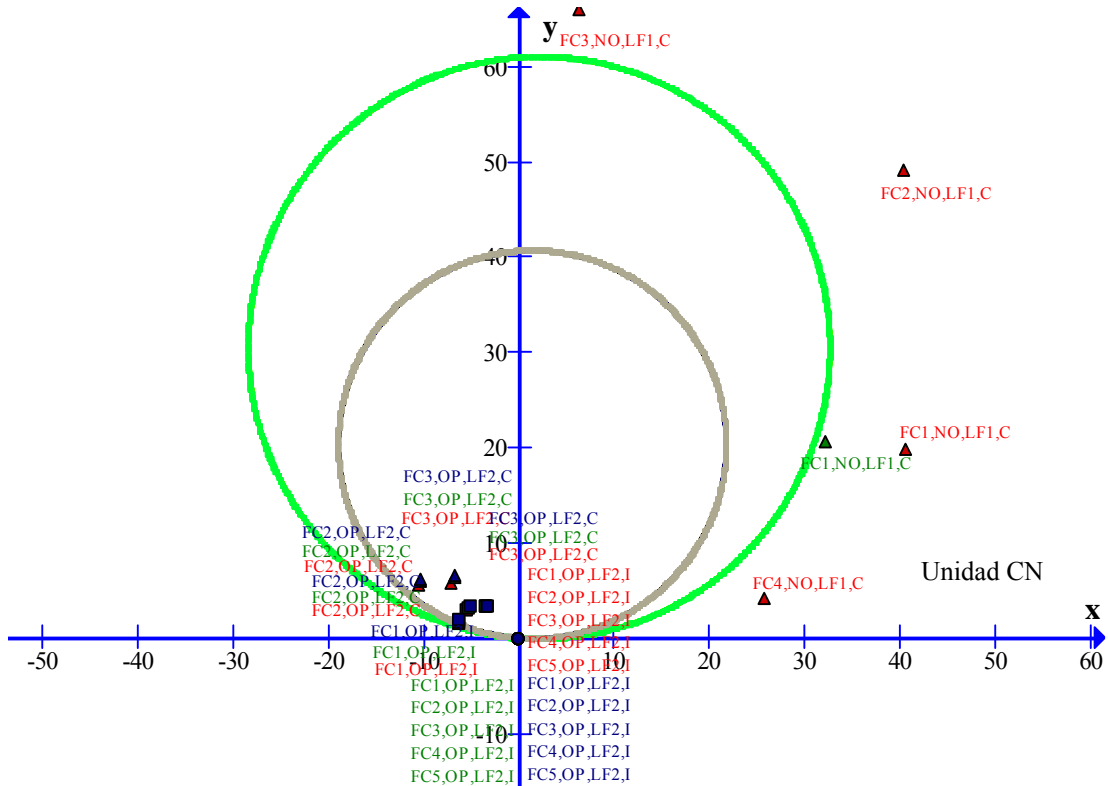


Figura D.14 Operaciones incorrectas del relevador 3 para fallas de doble fase a tierra (F\_BCN), de la configuración de sistema 2.

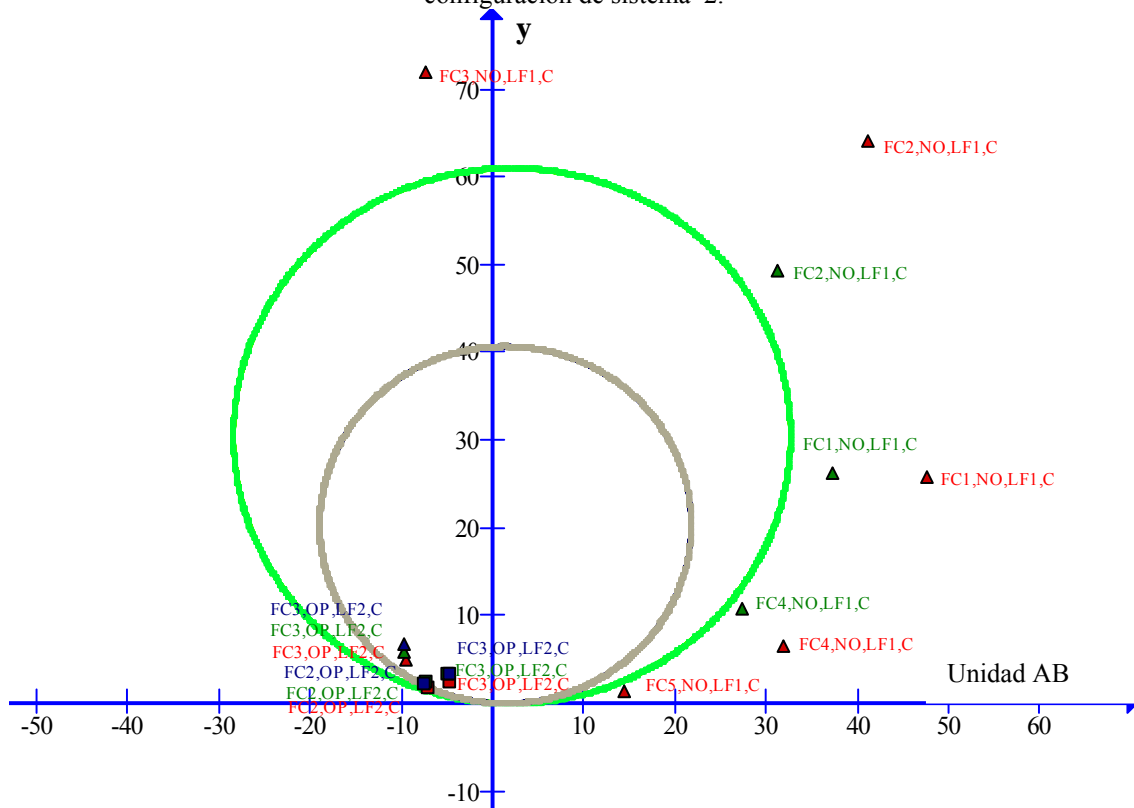


Figura D.15 Operaciones incorrectas del relevador 3 para fallas trifásicas (F\_ABCN), de la configuración de sistema 2.



### Operaciones incorrectas del relevador 5 para la configuración de sistema 2.

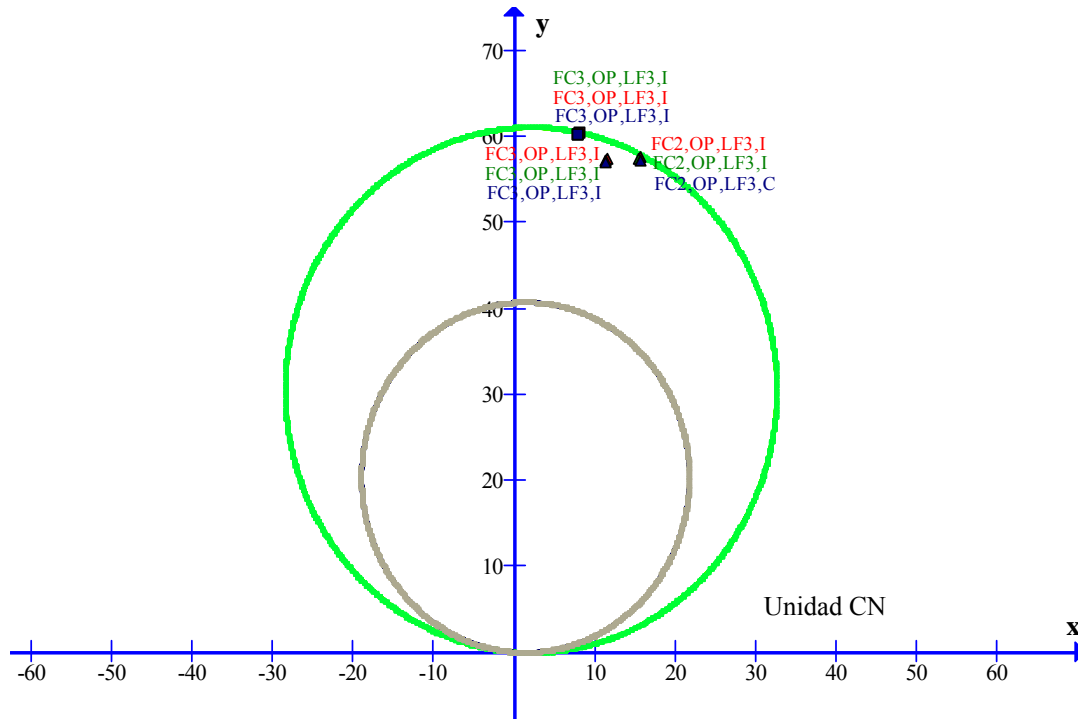


Figura D.16 Operaciones incorrectas del relevador 5 para fallas de doble fase a tierra (F\_BCN), de la configuración de sistema 2.

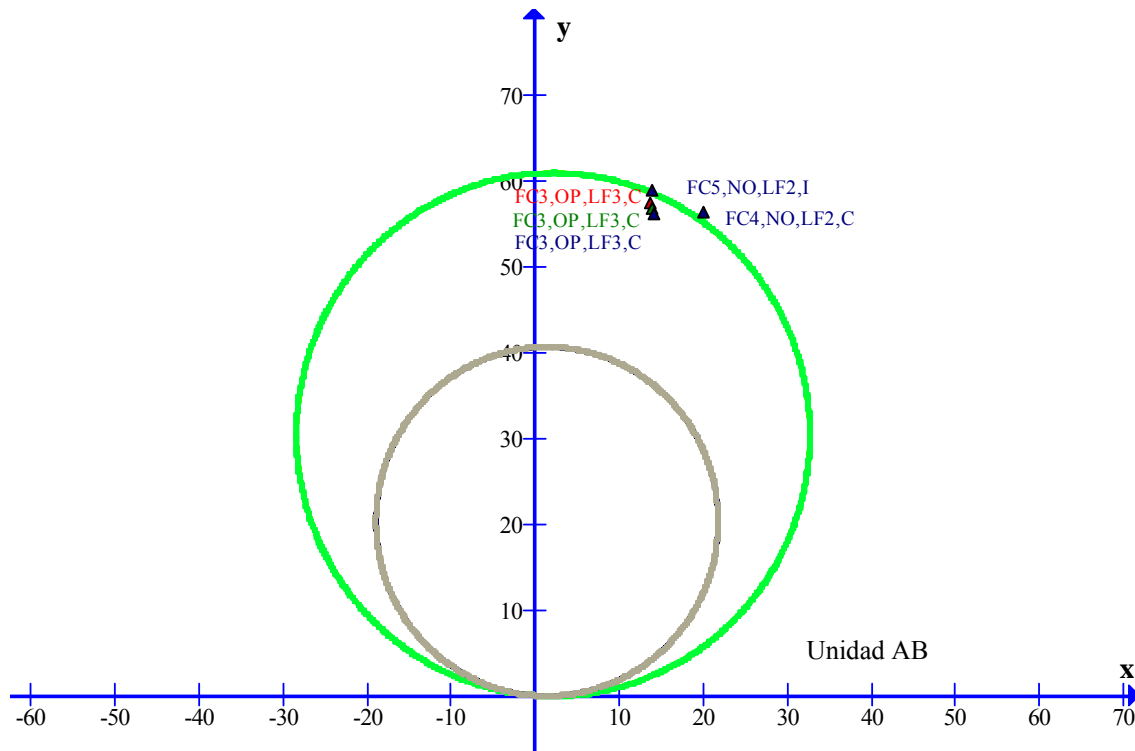


Figura D.17 Operaciones incorrectas del relevador 5 para fallas trifásicas (F\_ABCN), de la configuración de sistema 2.

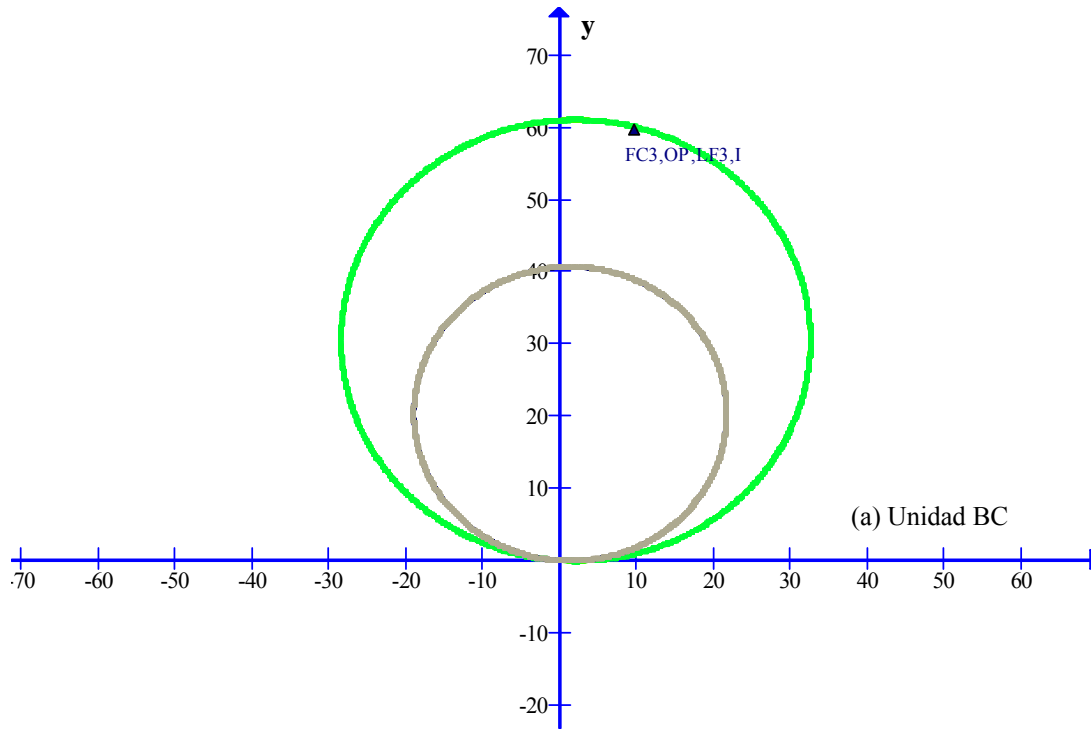


Figura 4.25 Operaciones incorrectas del relevador 5 para fallas de fase a fase (F\_BC), de la configuración de sistema 2.







### Apéndice E

#### Ejemplo de graficas que muestran la impedancia medida por los relevadores de distancia del programa PSCAD.

Debido a problemas de espacio, en este apéndice solo se muestran algunos ejemplos del comportamiento transitorio de la impedancia de uno de los relevadores de la simulación del sistema de prueba en el programa PSCAD, pero esto se realizó para cada relevador de cada uno de los escenarios de falla. En las siguientes figuras se observa como el valor de impedancia converge en su valor de impedancia final, por lo que para poder facilitar el entendimiento del comportamiento del relevador de distancia, se decidió tomar 4 valores de impedancia en distintos tiempos (5 ms antes de la falla, 5ms después de la falla, 15 ms después de la falla y 25 ms después de la falla), tomando finalmente para propósitos de análisis de estudio, el valor de impedancia con 15ms después del inicio de la falla, tomando como criterio que en este tiempo el comportamiento transitorio de impedancia ya tiene un valor convergente de impedancia de falla final.

En la Figura E.1 se muestra la impedancia vista por el relevador 1 para una falla monofásica, localizada a 25% de la línea protegida, por lo que en este caso el TCSC no se encuentra dentro del lazo de falla.

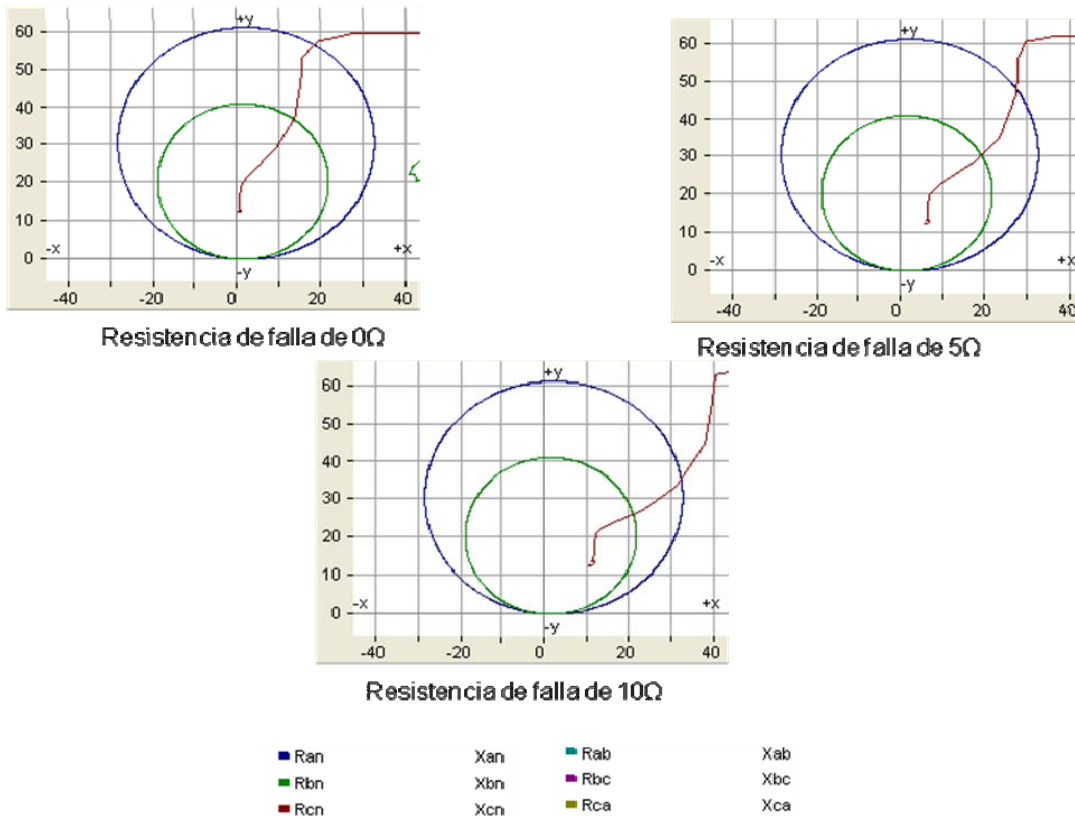


Figura E.1 Impedancia vista por el relevador 1, falla A-N localizada a 25% de la línea protegida (configuración de sistema 1).



En la Figura E.2 se muestra la impedancia vista por el relevador 1 para una falla monofásica, localizada al 75% de la línea protegida, por lo que en este caso el TCSC se encuentra dentro del lazo de falla.

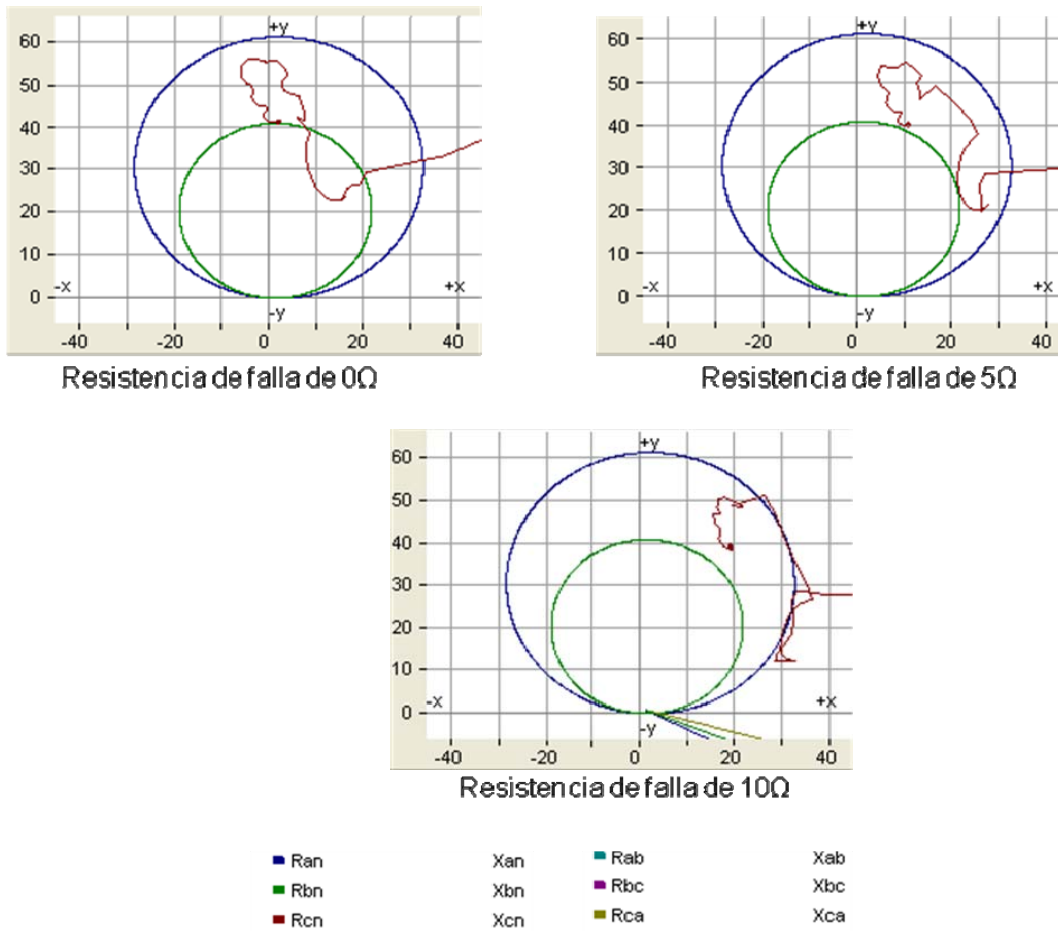


Figura E.2 Impedancia vista por el relevador 1, falla A-N localizada a 75% de la línea protegida (configuración de sistema 1).