

01170



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO

**ANÁLISIS DE LA OPERACIÓN DEL DISPARO Y RECIERRE
MONOPOLAR EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN**

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRO EN INGENIERÍA (ELÉCTRICA)
SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA**

**PRESENTA:
MIGUEL ANGEL OLGUÍN BECERRIL**

**DIRECTOR DE TESIS:
ING. RAFAEL GUERRERO CEPEDA**

CIUDAD UNIVERSITARIA

OCTUBRE 2004



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

ESTA TESIS NO SALE
DE LA BIBLIOTECA

Dedico este trabajo a:

Mis padres :

Adolfo Olguín García

Juana Becerril Hernández

Mis hermanas :

Ana Lilia Olguín Becerril

Anayantzin Olguín Becerril

Mi hija :

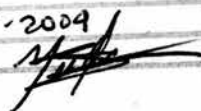
Carolina Olguín Munguía

Autorizo a la Dirección General de Bibliotecas de la
UNAM a difundir en formato electrónico e impreso el
contenido de mi trabajo recepcional.

NOMBRE: Miguel Ángel Olguín Becerril

FECHA: 21-oct-2004

FIRMA:



Agradecimientos

A aquellas personas que de una u otra forma me alentaron en mis estudios y me ayudaron a culminar este trabajo:

Rafael Guerrero Cepeda

Juana Becerril Hernández

Adolfo Olguín García

Miguel Arturo Silva Peruyero

Carlos Meléndez Román

Antulio Jarquín Hatadíz

Prólogo

De las fallas que se presentan en líneas de transmisión aéreas de alta y extra alta tensión, el 95% son de una fase a tierra y de naturaleza transitoria, siendo las causas más comunes descargas atmosféricas y el contacto temporal de los conductores con objetos extraños.

Con el propósito de mejorar la confiabilidad de los sistemas eléctricos, se ha utilizado la operación del disparo y recierre monopolar, ya que con la ayuda de esta práctica, se reduce el número de salidas innecesarias en las líneas de transmisión. Cuando el recierre es exitoso, no se interrumpe la continuidad del flujo de energía de la línea en cuestión.

En México, a principios de los años ochenta, fue puesto en operación por primera vez en líneas de transmisión de Comisión Federal de Electricidad (CFE); el disparo y recierre monopolar (DRM), el cual tiene por función abrir únicamente la fase fallada en un corto periodo de tiempo, mientras se extingue la falla y posteriormente realizar el recierre.

En esta tesis, se realizaron análisis de los registros de algunas de las operaciones del DRM en líneas de transmisión de CFE ocurridas durante los años 2000, 2001 y 2002 tanto en 400 kV como en 230 kV. El análisis del disparo y recierre monopolar permite conocer la tensión de recuperación, el tiempo de extinción del arco secundario y el tiempo de recierre, o tiempo muerto; en líneas de transmisión de diferente longitud con y sin neutralizadores de corriente de arco secundario; y de esta forma se ayuda a optimizar la operación de este esquema, cuya aplicación es cada vez más difundida.

En esta tesis se realiza una revisión teórica de los conceptos generales de la línea de transmisión tales como su modelado y su desempeño ante descargas atmosféricas; también se describe el comportamiento que deben de tener las protecciones de línea de transmisión que utilizan esquema de recierre monopolar; y se estudia la corriente de arco secundario y la tensión de recuperación presentes en la operación del recierre, ya que estas dos magnitudes determinan la operación correcta del esquema de recierre.

En la última parte de esta tesis se analizan algunas operaciones no exitosas del esquema de recierre monopolar.

Índice de figuras, gráficas del programa ATP, registros de operación del esquema de disparo y recierre monopolar, archivos utilizados para el programa ATP y tablas.

FIGURAS

	PÁGINA
Figura I -1.- Línea trifásica transpuesta	9
Figura I -2.- Conductores agrupados	10
Figura I -3.- Efecto simulado de la tierra	12
Figura I -4.- Curva de St. Clair	15
Figura I-5.- Se muestra la vulnerabilidad de un conductor con un blindaje inadecuado	23
Figura I-6.- Posibles cambios de diseño para el blindaje	25
Figura I-7.- Línea de transmisión con pulso de tensión	27
Figura I-8.- Línea y carga como función del tiempo	28
Figura I-9.- Reflexión de ondas	29
Figura I-10.- Línea con fuente	30
Figura I-11.- Reflexiones	32
Figura I-12.- Descarga atmosférica en una línea de transmisión	33
Figura I-13.- Línea de transmisión corta con parámetros concentrados	35
Figura I-14.- Representación de la línea de transmisión como circuito π	35
Figura I-15.- Representación de la línea de transmisión como circuito T	35
Figura I-16.- Representación de una línea larga con parámetros distribuidos	36
Figura I-17.- Red de cuatro terminales	38
Figura II-1.- Operación del esquema de disparo y recierre monopolar al presentarse falla de fase C a tierra. Se observa que por las fases no falladas continúa el flujo de potencia	42
Figura II-2.- Línea de Extra Alta Tensión con doble circuito en la que se presenta una falla en la línea paralela en fase diferente	49
Figura III-1.- Diagrama de acoplamiento electrostático de una línea de transmisión, simétrica y adecuadamente transpuesta	53
Figura III-2.- Acoplamiento electrostático. Diagrama equivalente de Thevenin de una línea de transmisión, simétrica y adecuadamente transpuesta	53
Figura III-3.- Diagrama de acoplamiento electromagnético de una línea de transmisión, simétrica y adecuadamente transpuesta	54
Figura III-4.- Proceso de falla de una fase a tierra en una red con neutro aislado	56
Figura III-5.- Proceso de falla de fase A hacia tierra en una red compensada	57
Figura III-6.- Conexión a tierra resonante	58
Figura III-7.- Distribución de la corriente adicional en una falla a tierra	59
Figura III-8.- Desplazamiento del neutro por inyección de tensión	60
Figura III-9.- Circuito equivalente para dispositivos neutralizadores de fallas a tierra	61
Figura III-10.- Trayectoria de la corriente del generador de transitorios en conexión a tierra en resonancia con una fase conectada a tierra	64
Figura III-11.- Componentes de estado estable y corrientes transitorias debido a falla a tierra	65
Figura III-12.- Circuitos equivalentes de las capacitancias en paralelo de una línea de transmisión de 3 fases	66
Figura III-13.- Posibles conexiones de reactores en paralelo para supresión de falla y compensación de corriente de carga	67
Figura III-14.- Línea de transmisión con un banco de 4 reactores conectados permanentemente	71
Figura III-15.- Diagrama unifilar equivalente de Thevenin con un banco de 4 reactores conectados permanentemente.	71
Figura III-16.- Banco modificado de cuatro reactores con interruptores en el neutro (NS)	72
Figura IV-1.- Diagrama de la línea Tecali -A3190-Laguna Verde utilizado para el programa ATP (212 km)	77
Figura IV-2.- Diagrama de la línea A - B de 100 km, utilizado para el programa ATP	85
Figura IV-3.- Red empleada para la reproducción de la falla real	95

GRÁFICAS DEL PROGRAMA ATP

GRÁFICA	PÁGINA
Gráfica 1.- Tensión de recuperación considerando línea transpuesta sin reactores de fase ni de neutro	79
Gráfica 2.- Corriente de arco secundario considerando línea transpuesta con reactores de fase y de neutro	80
Gráfica 3.- Tensión de recuperación considerando línea no transpuesta sin reactores de fase ni de neutro	81
Gráfica 4.- Corriente de arco secundario considerando línea no transpuesta con reactores de fase y de neutro	82
Gráfica 5.- Tensión de recuperación considerando línea transpuesta sin reactores de fase y de neutro	87
Gráfica 6.- Corriente de arco secundario considerando línea transpuesta con reactores de fase y de neutro	88
Gráfica 7.- Tensión de recuperación considerando línea no transpuesta sin reactores de fase y de neutro	89
Gráfica 8.- Corriente de arco secundario considerando línea no transpuesta con reactores de fase y de neutro	90
Gráfica 9.- Tensión de fase fallada con el programa ATP	96
Gráfica 10.- Corriente de fase fallada con el programa ATP	96

REGISTROS DE OPERACIÓN DEL ESQUEMA DE DISPARO Y RECIERRE MONOPOLAR

REGISTRO

Registro 1.- Registro del disturbio del 17 de marzo del 2001 a las 16:52 hrs, en la línea Mazamitla-A3110-Pitirera	93
Registro 2.- Detalle del disturbio del 17 de marzo del 2001 en el que se muestra la tensión y la corriente de la fase fallada	94
Registro 3.- Registro en la subestación Tuxpan Vapor de la falla del 27 de abril del año 2000	105
Registro 4.- Registro en la subestación Tuxpan Vapor de la falla del 27 de abril del año 2000, detalle	106
Registro 5.- Registro del recierre bajo falla en la línea MTA-A3110-PIT	107
Registro 6.- Tensión de recuperación de magnitud alta	108
Registro 7.- Amplio tiempo de fase abierta	109
Registro 8.- Tiempo de fase abierta amplio y tensión de recuperación distorsionada	110
Registro 9.- Registros relevantes: Recierre bajo falla	111

ARCHIVOS UTILIZADOS PARA EL PROGRAMA ATP

Parámetros de la línea Laguna Verde - Tecali	121
Archivo utilizado para el programa ATP. Línea de 212 km	123
Archivo utilizado para el programa ATP. Línea de 100 km	126
Archivo utilizado para el programa ATP. Simulación falla real	129

TABLAS

Tabla 1.- Valores máximos y mínimos encontrados en cada caso para línea de 212 km	83
Tabla 2.- Valores máximos y mínimos encontrados en cada caso para línea de 100 km	90
Tabla 3.- Fallas en línea de transmisión de 230 kV considerándola no transpuesta y sin reactores de fase ni de neutro	93

ÍNDICE GENERAL

Dedicatoria	i
Agradecimientos	ii
Prólogo	iii
Índice de figuras, gráficas, registros y archivos de ATP	iv
Índice general	vi
Página	
Introducción	1
Capítulo	
I.- La línea de transmisión	7
I.1.- Parámetros de la línea de transmisión	7
I.2.- Características operativas de la línea de transmisión	12
I.3.- Cargabilidad en la línea de transmisión	14
I.4.- Modernización de líneas de transmisión	19
I.5.- Resistencia al pie de torre en líneas de transmisión	22
I.6.- Protección de la línea de transmisión contra descargas atmosféricas ---	22
I.7.- Ondas Viajeras en líneas de transmisión	26
I.8.- Flameo Inverso (Back-Flashover)	32
I.9.- Representación de la línea de transmisión	34
I.10.- Interruptores de potencia	39
II.- El disparo y recierre monopolar	41
II.1.- Conceptos generales	41
II.2.- Mecánica del recierre monopolar	42
II.3.- Uso de relevadores de protección para la implementación del recierre -- monopolar	44
III.- Corriente de arco secundario y tensión de recuperación, durante la operación -- del recierre monopolar	51
III.1.- Causas que determinan la magnitud de la corriente de arco secundario y la tensión de recuperación	51
III.2.- Cálculo de la corriente de arco secundario	52
III.3.- Cálculo de la tensión de recuperación	54
III.4.- Neutralizadores de falla a tierra	55
III.5.- Capacitancia de la línea de transmisión	65
III.6.- Conexión de reactores	66
III.7.- Métodos para disminuir la corriente de arco secundario y la tensión -- de recuperación	69
III.8.- Descarga oscilatoria (ring down)	73
IV.- Análisis del disparo y recierre monopolar con el programa ATP	75
(Alternative Transient Program)	
IV.1.- Consideraciones	75
IV.2.- Operación del DRM en una línea de transmisión de 400 kV y 212 km --	76
IV.3.- Operación del DRM en una línea de transmisión de 400 kV y 100 km --	84
IV.4.- Resumen de resultados	91
IV.5.- Reproducción de fallas a tierra en una línea de transmisión de 230 kV -	92
IV.6.- Reproducción de falla real	93
V.- Operación del disparo y recierre monopolar en líneas de transmisión de C. F. E.	98
V.1.- Líneas de transmisión que cuentan con disparo y recierre monopolar en C. F. E.	98

V.2.- Registros de disparo y recierre monopolar	-----	105
V.3.- Tablas de los valores medidos de los registros	-----	112
V.4.- Análisis de los registros	-----	113
V.5.- Análisis de operaciones no exitosas del esquema de recierre.	-----	115
Conclusiones	-----	119
Apéndice I	-----	121
Apéndice II	-----	122
Apéndice III	-----	123
Apéndice IV	-----	126
Apéndice V	-----	129
Bibliografía y documentos consultados	-----	131

Introducción

Motivación

Debido al incremento de los costos en la construcción de líneas de transmisión de energía eléctrica, incluyendo problemas con los derechos de vía, éstas deben ser utilizadas en forma eficiente y evitar en lo posible su salida de servicio; sobre todo si es un enlace clave entre la generación y los centros de consumo. Para tener una idea de los costos de construcción de líneas de transmisión en México [1], enseguida se muestra una tabla de costos para el año 2003, en pesos mexicanos:

Características	Costo por Kilómetro
400 kV, 2 circuitos, 3 conductores por fase	\$ 3,652,134
400 kV, 1 circuito, 3 conductores por fase	\$ 2,121,471
400 kV, 2 circuitos, 2 conductores por fase	\$ 3,038,577
400 kV, 1 circuito, 2 conductores por fase	\$ 1,798,880
230 kV, 2 circuitos, 1113 mcm	\$ 1,853,560
230 kV, 1 circuito, 1113 mcm	\$ 1,208,672
230 kV, 2 circuitos, 900 mcm	\$ 1,783,568
230 kV, 1 circuito, 900 mcm	\$ 1,169,564

Lo cual nos indica que las líneas de transmisión deben ser operadas eficientemente.

En México se ha utilizado el disparo y recierre monopolar (DRM), el cual es una función de la protección de línea, en líneas de transmisión, desde principio de los años ochenta, y que permite abrir y recerrar en un breve tiempo, únicamente la fase fallada, bajo condiciones de falla monofásica a tierra; consiguiendo con esto, continuidad en el fluido eléctrico. En la actualidad, al construir y poner en servicio nuevas líneas de transmisión en la tensión de 400 kV se prefiere que sus protecciones de línea tengan incluida esta función.

Es conveniente conocer cual ha sido el comportamiento del DRM en líneas de 400 kV y 230 kV debido a la importancia de los enlaces de transmisión, en la red troncal que transmite el flujo de energía eléctrica por todo el país. Por esta razón en la Subgerencia de Protecciones de la Coordinadora de Transmisión y Transformación de Comisión Federal de Electricidad se han recibido registros de algunas operaciones en campo del DRM de todo el país correspondientes a los años 2000, 2001 y 2002 y en su análisis aparecen valores de características propias del DRM, como el tiempo en el cual operó el relevador para realizar el recierre, el tiempo de extinción del arco secundario, la corriente de aportación a la falla, y la fase fallada; lo cual nos puede servir para conocer el desempeño de equipo eléctrico asociado, tal como interruptores de potencia. El análisis de dichos registros se incluye en esta tesis.

Por medio de la observación del comportamiento del DRM en líneas de transmisión se puede determinar también las operaciones incorrectas de éste, las causas y las medidas correctivas.

Antecedentes

La confiabilidad de una línea de transmisión es importante en una red eléctrica; en México tenemos de la referencia [2], que el índice de salida de líneas de transmisión por falla propia para el año 2002 en 400 kV para Comisión Federal de Electricidad, fue de 0.90 con 14,503 km de líneas de transmisión en operación y para 230 kV el índice fue de 1.11 con 24,060 km para el mismo año. En la siguiente tabla se detallan la causa de las salidas de línea y los índices:

Salidas de líneas de transmisión por falla propia en 400 kV año 2002

Causa de falla	Cantidad	%
Estructuras	0	0
Herrajes	0	0
Aisladores	1	0.8
Conductor	1	0.8
Hilo de guarda	4	3.1
Brecha	9	6.9
Contaminación	12	9.2
Descargas atmosféricas	68	52.3
Vientos fuertes	4	3.1
Quema de caña	3	2.3
Quema de vegetación	11	8.4
Ignoradas	17	13.1
Total	130	100

Total de kilómetros de línea en operación en 400 kV = 14,503

$$\text{Índice} = (130/14,503) * 100 = 0.90$$

Salidas de líneas de transmisión por falla propia en 230 kV año 2002

Causa de falla	Cantidad	%
Estructuras	0	0
Herrajes	1	0.4
Aisladores	3	1.1
Conductor	1	0.4
Hilo de guarda	4	1.5
Brecha	27	10.2
Contaminación	48	18.0
Descargas atmosféricas	114	42.8

Vientos fuertes	22	8.3
Quema de caña	9	3.4
Quema de vegetación	25	9.4
Ignoradas	12	4.5
Total	266	100

Total de kilómetros de línea en operación en 230 kV = 24,060
Índice = $(266/24,060) * 100 = 1.11$

Como se puede apreciar, tanto en líneas de 400 kV como en 230 kV el mayor porcentaje de fallas fue debido a descargas atmosféricas las cuales producen, generalmente, fallas transitorias de fase a tierra; por lo que se ve que es conveniente la aplicación del disparo y recierre monopolar para disminuir la posible indisponibilidad de líneas de transmisión.

A principios de los años ochenta, en México se inició la operación en líneas de transmisión de la función del DRM en la protección de línea, tanto en 400 kV como en 230 kV. El análisis de su comportamiento puede ayudar a la evaluación del equipo que interviene en su operación.

Problemática

En condiciones normales, dos sistemas eléctricos conectados por una línea, dependiendo de la cantidad de potencia transmitida, tendrán cierto desplazamiento en su ángulo de fase. En condiciones de falla en línea, el desplazamiento de fases se incrementa y continúa aumentando a una razón que depende de las inercias de los sistemas de potencia. Para evitar la posible pérdida de sincronismo, la línea debe abrir para liberar la falla y volver a cerrar en un tiempo suficientemente corto, para prevenir que el ángulo exceda un valor que pueda poner en peligro la estabilidad del sistema.

El límite de estabilidad está determinado por la potencia máxima que puede ser transmitida en una red entre fuentes y cargas, cuando el sistema es sujeto de pequeños disturbios. Un sistema de potencia llega a sufrir pequeños cambios constantemente debido a variaciones de la carga.

Para que un generador opere dentro de una "área segura" y se mantenga la estabilidad, de la referencia [3] tenemos que usualmente es permitido un 20 por ciento del margen de seguridad. El límite puede ser extendido por el uso de reguladores automáticos de tensión.

De la referencia [3] tenemos que la operación normal de carga – ángulo para máquinas síncronas se encuentra en el orden de 60 grados eléctricos y se tiene un valor límite de 90 grados, esto permite un margen de 30 grados para cubrir la inestabilidad de la red de transmisión eléctrica. De esta manera, cuando alguna parte de la red eléctrica trabaje en el límite de estabilidad, la operación del disparo y recierre monopolar, permite ayudar a mantener la estabilidad en caso de falla en línea de transmisión.

Por otra parte, tenemos que para enfrentar el incremento de la demanda de energía eléctrica en varias ciudades del mundo, las compañías dedicadas a la transmisión de electricidad en grandes bloques, encuentran que se hace necesario, en algunas ocasiones alimentarla con pocos enlaces; esto debido, tanto al costo económico que implica la construcción de líneas de transmisión, como al impacto ambiental que involucra. Estos pocos enlaces deberían de permanecer operables la mayor parte del tiempo; pues por medio de las líneas de transmisión de energía eléctrica, se realiza la salida del fluido de las plantas generadoras hacia los centros de consumo.

El 95% de las fallas en líneas aéreas de alta y extra alta tensión, son de tipo de una fase a tierra y transitorias [4]; las cuales podrían ser libradas exitosamente por una protección de línea que utilice el esquema de disparo monopolar, es decir, disparando y recerrando rápidamente, únicamente la fase fallada. De esta manera, un recierre monopolar adecuado podría proporcionar confianza en la operación constante de una línea.

El esquema de disparo y recierre monopolar ayuda a mejorar, principalmente, la operación de sistemas eléctricos longitudinales ante el tipo de falla antes enunciada.

Algunas de las limitaciones del uso del esquema de recierre, son debidas al tiempo muerto necesario para considerar si fue extinguido el arco secundario y desionizado el aire donde se produjo el arco, lo cual puede provocar problemas de estabilidad en la red eléctrica.

Propuestas de solución

La aplicación de esquemas para disparo y recierre monopolar en líneas de transmisión [5] permite que se tenga continuidad en el suministro de energía eléctrica, sobre todo para centros de carga dependientes de una o dos líneas de transmisión. Para centrales generadoras, enlazadas al sistema eléctrico, por medio de una transmisión limitada, al utilizar el esquema de disparo y recierre monopolar, se reducen las posibilidades que fallas de una fase a tierra se puedan llegar a convertir en disturbios mayores y que deban de operar otros controles de emergencia tales como disparo de carga, de generación o disparos por baja frecuencia.

Una protección de línea con esquema de recierre monopolar, debe discriminar los tipos de falla, es decir una o más fases a tierra o entre fases, y activar la lógica que corresponda, así mismo deberá identificar la fase fallada y enviar apertura de la fase adecuada. Se pueden aplicar esquemas de protección del tipo comparación direccional, comparación de fase o de distancia.

En esta tesis se señala en que casos está indicado utilizar el esquema de disparo y recierre monopolar, sus características de operación, así como los métodos a utilizar para reducir la corriente de arco secundario, con la finalidad de que el recierre se lleve a cabo en forma exitosa.

En el análisis de los registros de la operación del DRM de varias Áreas de Transmisión y Transformación de Comisión Federal de Electricidad que se realizaron en esta tesis, pertenecientes a los años 2000, 2001 y 2002 tanto de 400 kV como de 230 kV, se muestra la magnitud tanto de la corriente de arco secundario como de la tensión de recuperación, parámetros que son determinantes en la operación correcta del DRM.

Adicionalmente, al examinar los registros podemos conocer si el tiempo de recuperación o tiempo muerto se comporta conforme fue ajustado en la protección de línea. Así mismo podemos medir el tiempo que tarda una falla monofásica a tierra en ser librada, tomando en cuenta que en ese tiempo interviene el tiempo de operación de la protección de línea, el tiempo del canal de comunicaciones y el tiempo de operación del interruptor de potencia.

Se considera que por medio de la representación en programas de cómputo como el ATP (Alternative Transient Program) podemos simular con un grado adecuado de confiabilidad, la operación de un recierre y de esa manera somos capaces de medir otros parámetros que no es posible hacerlo en los registros de campo, como la magnitud de la corriente de arco secundario.

También se analizan las operaciones no exitosas del esquema de recierre para determinar las causas y posibles soluciones.

Organización de la tesis

Esta tesis de Análisis de la Operación del Disparo y Recierre Monopolar en Líneas de Transmisión, está compuesta de cinco capítulos.

Primer capítulo: La línea de transmisión: Se considera fundamental, pues se describen los parámetros, algunas características y representación de la línea, que nos permitirá tener las bases para interpretar las particularidades que se presentaran en una operación de disparo y recierre monopolar.

Segundo capítulo: El disparo y recierre monopolar: Muestra la mecánica del recierre monopolar, así como los fundamentos de su aplicación en una protección de línea.

Tercer capítulo: Corriente de arco secundario y tensión de recuperación, durante la operación del recierre: Estos son dos parámetros esenciales que determinan la operación correcta del recierre monopolar. Se indica el origen y el cálculo de ellos así como varios métodos para neutralizar la corriente de arco secundario, incluyendo el antecedente histórico de los neutralizadores: la bobina de Petersen.

Cuarto capítulo: Análisis del disparo y recierre monopolar con el programa ATP (Alternative Transient Program): Se utiliza un programa de transitorios electromagnéticos (ATP) para representar la operación del disparo y recierre monopolar en una línea de 400 kV y obtener las tensiones de recuperación y la

corriente de arco secundario correspondientes; también se realiza una simulación de una falla real.

Quinto capítulo: Operación del disparo y recierre monopolar en líneas de transmisión de C. F. E.: Se muestra un listado de las líneas de transmisión de 400kV y 230 kV con la que cuenta Comisión Federal de Electricidad en todo el territorio nacional; se analiza el comportamiento del recierre monopolar que opera en algunas líneas de transmisión y se realiza un examen de las operaciones no exitosas del esquema de recierre.

CAPÍTULO I

La línea de transmisión

La línea de transmisión juega un papel importante en la red eléctrica, pues por medio de ella se entrega la energía de los puntos de generación, a los puntos de consumo. El aspecto de confiabilidad en las líneas de transmisión, está relacionada con el índice de salidas (fallas), considerando estos índices como posibles tiempos de interrupción al usuario. De la referencia [2] tenemos que las principales causas de falla en líneas de transmisión son: Descargas atmosféricas, contaminación, brecha y quema de caña o de vegetación; otras causas menos comunes son: Fallas en herrajes, fallas en el aislamiento, hilo de guarda y conductor.

En este capítulo se exponen las características principales de la línea de transmisión, su comportamiento bajo descargas atmosféricas (lo cual es importante considerar pues ocupa un lugar importante como causa de fallas), su representación así como interruptores de potencia, cuya operación es determinante para el correcto desempeño del DRM.

I.1.- PARÁMETROS DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

La línea de transmisión se analiza aplicando conceptos, entre los cuales se incluyen componentes de un sistema de potencia y puede representarse de manera cuantitativa con una combinación de tres características [6]: resistencia, inductancia y capacitancia.

I.1.1.- Resistencia

La resistencia de los conductores en una línea de transmisión, es la causa más importante de pérdidas de potencia, según se indica en la relación siguiente:

$$\text{Pérdidas de potencia en un conductor} = I^2R$$

La resistencia también produce una caída de tensión $V=IR$, afectando la regulación de tensión de la línea.

De la referencia [6] tenemos que la resistencia R en corriente directa (c.d.) de un conductor de longitud l y con un área A de sección transversal es:

$$R = \rho \frac{l}{A} \text{ [Ohms]} \quad (1-1)$$

Donde ρ es la *resistividad* del material en el conductor que se mide en Ohm-metros. En la resistencia en c.d., de un conductor, influye sólo la temperatura de operación, R aumenta linealmente con la temperatura. Sin embargo, cuando un conductor transmite corriente alterna (c.a.), la distribución de la densidad de la corriente, a través de la sección transversal, no es uniforme, pues es función de la frecuencia de la corriente de c.a. Este fenómeno conocido como el efecto "skin", o efecto superficial, provoca que la resistencia en c.a., sea más grande que la resistencia en c.d. A 60 Hz, la resistencia en c.a., de un conductor de una línea de transmisión, puede ser de 5 a 10 por ciento más alta que su resistencia en c.d. La resistencia en función de la temperatura, se cuantifica por la relación:

$$R_2 = R_1 [1 + \alpha(T_2 - T_1)] \quad (2-1)$$

Donde R_1 y R_2 son las resistencias a las temperaturas T_1 y T_2 , respectivamente, y α se llama coeficiente de temperatura de resistencia.

I.1.2.- Inductancia

De la referencia [6] tenemos que la inductancia por conductor para una fase de dos conductores es:

$$L_1 = \frac{\mu_0}{8\pi} (1 + 4 \ln \frac{D}{r}) \text{ [Henryes/metro]} \quad (3-1)$$

Donde $\mu_0 = 4\pi \times 10^{-7}$ H/m (la permeabilidad del espacio libre), D es la distancia entre los centros de los conductores y r es el radio de los conductores. La inductancia total es:

$$L = 2L_1 = \frac{\mu_0}{4\pi} (1 + 4 \ln \frac{D}{r}) = (1 + 4 \ln \frac{D}{r}) \times 10^{-7} \text{ [H/m]} \quad (4-1)$$

Si consideramos que $\ln e^{1/4} = 1/4$, esta última ecuación también se puede escribir como:

$$L = 4 \times 10^{-7} \ln \frac{D}{r'} \text{ [H/m]} \quad (5-1)$$

Donde $r' = re^{-1/4}$; se conoce como el radio medio geométrico (RMG) del conductor. De los dos términos en la ecuación 3-I, el primero representa la inductancia interna del conductor sólido y el segundo término se debe a flujos externos. En la ecuación 5-I, el conductor se reemplaza por un conductor hueco, equivalente de radio r' y de una pared muy delgada, que no tiene un enlace de flujo interno. De ahí, que no haya inductancia interna.

I.1.2.1.- Línea trifásica

De la referencia [6] tenemos que la inductancia por fase de una línea de transmisión trifásica con conductores espaciados, de tal modo que forman un triángulo equilátero, es:

$$L = \frac{\mu_0}{8\pi} (1 + 4 \ln \frac{D}{r}) = 2 \left(\frac{1}{4} + \ln \frac{D}{r} \right) \times 10^{-7} \text{ [H/m]} \quad (6-1)$$

Donde r es el radio del conductor y D es la separación entre conductores. En la práctica, los tres conductores de una línea trifásica, raras veces están igualmente espaciados. La separación asimétrica común, da por resultado inductancias diferentes en las tres fases, llevando a caídas de tensión diferentes y un desbalance en la línea. Para compensar este desequilibrio, las posiciones de los conductores se intercambian a intervalos regulares, a lo largo de la línea. Esta práctica se conoce como transposición y se muestra en la figura I-1, la cual muestra las separaciones entre conductores.

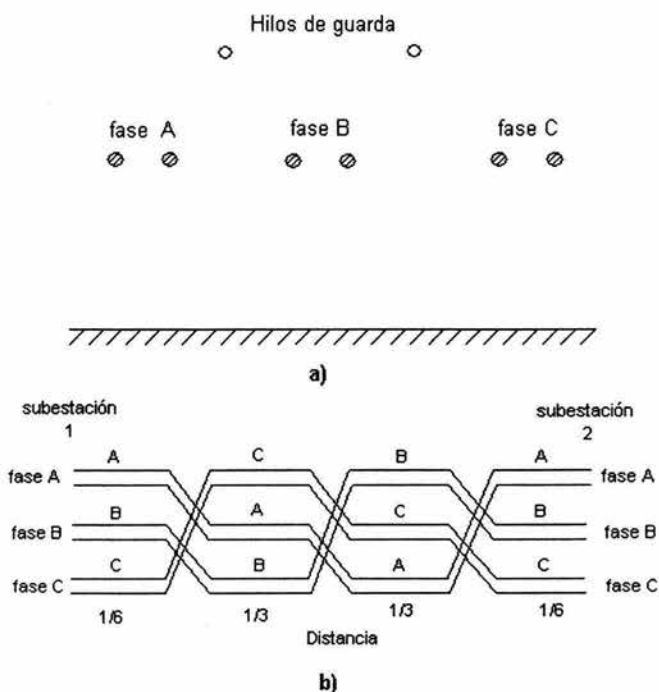


Figura I-1.- Línea trifásica transpuesta

- Disposición de la línea trifásica con dos conductores por fase
- Transposiciones de los conductores donde se muestra la distancia de cada una de ellas

La inductancia promedio por fase para una línea transpuesta, está dada por la ecuación 6-1, excepto que la separación D en la ecuación, está desplazada por la separación equivalente D_e obtenida de:

$$D_e = (D_{ab} D_{bc} D_{ca})^{1/3} \quad (7-1)$$

Donde las distancias D_{ab} , D_{bc} y D_{ca} , son las distancias correspondientes hacia cada fase.

I.1.2.2.- Conductores agrupados

Estas expresiones de la inductancia de las líneas, deben ser modificadas para aplicarse a líneas de transmisión que constan de conductores agrupados (bundle). Consideremos una línea monofásica de conductores agrupados, como se muestra en la figura I-2. El conductor X está compuesto de "n" filamentos, cada uno de los cuales acarrea la corriente I/n . El conductor Y, que es el circuito de retorno de la corriente en el conductor X, está compuesto de "m" filamentos, cada uno de los cuales transporta la corriente $-I/m$. Las distancias entre los pares de elementos se designan con D, con subíndices apropiados. De la referencia [6] tenemos que la inductancia L, del conductor X se puede mostrar entonces como sigue:

$$L_x = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{(D_{aa'} D_{ab'} D_{ac'} \cdots D_{am}) (D_{ba'} D_{bb'} D_{bc'} \cdots D_{bm}) \cdots (D_{na'} D_{nb'} D_{nc'} \cdots D_{nm})}{n^2 D_{aa} D_{ab} D_{ac} \cdots D_{an} (D_{ba} D_{bb} D_{bc} \cdots D_{bn}) \cdots (D_{na} D_{nb} D_{nc} \cdots D_{nm})} \quad (8-1)$$

=[H/m]

Donde $D_{kk} = r'_k = r_k e^{-1/4}$ es el radio medio geométrico (RMG) del conductor k-ésimo. El RMG se definió en la ecuación (5-1). Obsérvese que el numerador en (8-1) relaciona la raíz mn-ésima del producto de mn términos; esos términos son la distancia de cada uno de los "n" filamentos del conductor X a uno de los m filamentos del conductor Y; existe un total de mn distancias. La raíz mn-ésima del producto de mn distancias, se llama distancia media geométrica. La distancia que existe entre dos conductores X y Y, como se muestra en la figura I-2, se llama distancia media geométrica mutua, y se abrevia como D_m ó DMG.

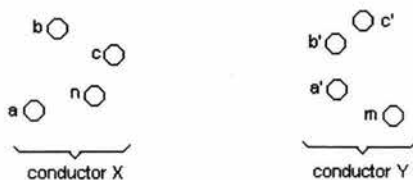


Figura I-2.- Conductores agrupados

La raíz n^2 del producto de las distancias n^2 ocurridas en el denominador de la ecuación 8-I, se abrevia D_s y se llama radio medio geométrico del conductor X.

En términos de D_m y D_s , la ecuación 8-I se convierte en:

$$L_x = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{D_m}{D_s} \text{ [H/m]} \quad (9-I)$$

Si determinamos la inductancia L_y del conductor y de una manera similar, la inductancia total de la línea, se convierte en:

$$L = L_x + L_y \quad (10-I)$$

I.1.3.- Capacitancia

De la referencia [6] tenemos que la capacitancia por unidad de longitud entre conductores está dada por:

$$C = \frac{\pi \epsilon_0}{\ln(D/r)} F/m \quad (11-I)$$

Donde ϵ_0 es la permitividad del espacio libre. Para una línea trifásica con conductores igualmente espaciados, la capacitancia de línea a neutro es:

$$C = \frac{2\pi \epsilon_0}{\ln(D/r)} F/m \quad (12-I)$$

Para tomar en cuenta el espacio desigual real entre los conductores y la transposición de la línea, D en la ecuación 12-I se reemplaza por D_e de la ecuación 7-I, como se hizo en el cálculo de la inductancia de una línea transpuesta.

La capacitancia de una línea de transmisión aérea es afectada por la tierra, la cual distorsiona su campo eléctrico. El efecto de la tierra se simula suponiendo la existencia de conductores imagen de espejo, como se muestra en la figura I-3. Los conductores imagen, transportan cargas de polaridades opuestas a las de los conductores reales, como se muestra en la figura. Así, la capacitancia al neutro está dada por:

$$C_n = \frac{2\pi \epsilon_0}{\ln(D_e/r) - \ln\left(\sqrt[3]{\frac{H_a H_b H_c}{H_a H_b H_c}}\right)} F/m \quad (13-I)$$

Donde D_e está dado por la ecuación 7-I, los valores de H están definidos por medio de la figura I-3 y r es el radio del conductor. Se debe considerar que en una línea de transmisión aérea, debido a la catenaria que forman los conductores para obtener la altura de ellos, se realiza un promedio.

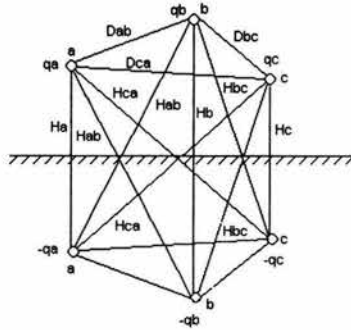


Figura I-3.- Efecto simulado de la tierra

Utilizando el concepto de la DMG, podemos determinar la capacitancia al neutro de una línea de transmisión asimétrica de circuito doble como:

$$C_n = \frac{2\pi \epsilon_0}{\ln(GMD/GMR)} = \frac{2\pi \epsilon_0}{\ln(Dm/Ds)} F/m \quad (14-1)$$

Sustituyendo ϵ_0 por el valor numérico en la ecuación 14-I, se tiene:

$$C_n = \frac{10^{-9}}{18 \ln(Dm/Ds)} F/m \quad (15-1)$$

I.2.- CARACTERÍSTICAS OPERATIVAS DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

La operación normal de las redes de transmisión se ve perturbada frecuentemente, entre otras cosas, por fenómenos asociados con las sobretensiones [7]; éstos tienen diversos orígenes y distintas características de amplitud y duración.

Generalmente, los diseños de los aislamientos de las líneas son suficientemente robustos para poder soportar los esfuerzos de la tensión eléctrica a los que se ven sometidos. Cuando los límites de la rigidez dieléctrica de los aislamientos se exceden, por ejemplo, por acción de las descargas atmosféricas se producen flameos. En algunas ocasiones, se hace necesario reforzar las protecciones por métodos convencionales para obtener un mejor control de los efectos de este fenómeno. También se producen esfuerzos de tensión durante las maniobras que exigen la administración y control de la red o por la presencia de falla en la línea; éstas son de amplitud moderada, comparadas con las producidas por impulsos de rayo, sin embargo, si no se controlan pueden afectar a otros elementos del sistema. Estas sobretensiones producen esfuerzos importantes en los aislamientos de transformadores, reactores, capacitores u otros elementos de la

red o pueden también producir efectos de interferencia electromagnética en equipos sensibles en las subestaciones.

Además de los esfuerzos continuos a los que se ve sometida la línea, debido a tensiones normales de operación, de la referencia [7] tenemos que los orígenes de las sobretensiones que se presentan en las líneas de transmisión, son:

- a) Tensión continua de operación a la frecuencia del sistema
- b) Sobretensiones temporales
- c) Sobretensiones de frente lento (con duraciones de frente de onda en el rango de decenas a milésimas de microsegundos)
- d) Sobretensiones de frente rápido (por descargas atmosféricas)
- e) Sobretensiones de frentes extremadamente rápidos

Los aspectos más sobresalientes de cada uno de los esfuerzos de tensión, son:

- a) Tensión continua de operación a la frecuencia del sistema.

Por la aplicación de tensión continua, una línea de transmisión se ve sometida a un esfuerzo pequeño pero constante, en donde se ponen a prueba las condiciones dieléctricas del aislamiento.

- b) Sobretensiones temporales.

De la referencia [8] tenemos que las sobretensiones temporales pueden ser producidas por fallas transitorias a tierra, rechazos de carga, condiciones de resonancia y ferresonancia, cambios rápidos de carga. Su amplitud puede alcanzar valores de hasta 2.5 p.u. y pueden producir oscilaciones de la frecuencia en el rango 48-62 Hz. Su duración llega a considerarse típicamente de un minuto.

Las tensiones temporales asociadas con fallas a tierra, dependen en gran medida de los parámetros del sistema de transmisión; modificaciones tales como resistencia o resistividad del terreno, las reactancias inductiva y/o capacitiva de los conductores o los niveles de corriente de cortocircuito. Las sobretensiones que se producen por los cambios rápidos de carga, se controlan con la utilización de reactores paralelos, capacitores o compensadores estáticos. Las condiciones de resonancia y ferresonancia se evitan desintonizando el sistema de la frecuencia de resonancia, a través de filtros, reactores o capacitores en paralelo. Si se usan apartarrayos de Oxidos Metálicos (MOV), es importante considerar los esfuerzos térmicos a los que éstos se pueden ver sometidos, durante los periodos en los que se presenten las sobretensiones por resonancias o ferresonancias.

- c) Sobretensiones transitorias de frente lento (maniobra)

De la referencia [7] tenemos que estas sobretensiones pueden alcanzar duraciones en su frente de onda entre 30 y 3000 microsegundos, y tiempos de cola (disminución al 50% del valor máximo), de duración, en el rango de 0.3 a 30

milisegundos. Las causas principales que originan estas sobretensiones son: energización y desenergización de líneas, ocurrencia y liberación de fallas, rechazos de carga, operaciones de maniobra, incluyendo pequeños elementos inductivos o capacitivos y descargas atmosféricas sobre los conductores de fase o de blindaje a distancias suficientemente grandes para producir un frente lento. Las sobretensiones de frente lento, pueden limitarse por medio del uso de resistencias de pre-inserción, cierre sincrónico y reactores shunt.

d) Sobretensiones transitorias de frente rápido (rayo)

Las sobretensiones de frente rápido se deben a la acción de las descargas atmosféricas. Estas sobretensiones se caracterizan por tiempos de frente entre 0.1 a 30 microsegundos y tiempos de cola de entre 3 a 300 microsegundos. La forma más común para limitar las sobretensiones de frente rápido es con el uso de apartarrayos.

e) Sobretensiones transitorias de frente muy rápido.

Este tipo de sobretensiones se origina por desconexión o fallas en subestaciones de Hexafluoruro de Azufre (SF₆), debido al rápido rompimiento del gap en el gas y a la propagación prácticamente sin amortiguamiento dentro del medio de SF₆. Sin embargo, la amplitud de las sobretensiones es rápidamente atenuada, una vez que sale del medio de SF₆ y la pendiente de sus frentes de onda se ve incrementada generalmente dentro del rango de las sobretensiones de frente rápido. Los tiempos de frente de 0.1 microsegundos y duración de la cola hasta algunos miles de microsegundos.

El uso de apartarrayos MOV, permite limitar las sobretensiones de frente muy rápido. Sin embargo, es importante destacar que los niveles de protección del apartarrayo para esta aplicación particular, pueden ser considerablemente más elevados (del orden de un 30% o más), debido a que los picos de tensión de mayor amplitud, son sobretensiones que se presentan en la región de nanosegundos, donde el apartarrayo presenta también un nivel de operación más alto.

I.3.- CARGABILIDAD EN LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

Se entiende por cargabilidad de una línea de transmisión, su capacidad para transportar energía eléctrica. Como respuesta al incremento en la demanda de energía; el consiguiente incremento en la capacidad de transmisión se puede lograr de diferentes formas:

- 1) Por medio de la construcción de líneas o circuitos nuevos que operen a la tensión existente.
- 2) Por medio de tensiones más elevadas en los sistemas existentes.

3) Compensando la impedancia característica vía capacitores serie, en derivación (shunt) o combinaciones de capacitores y reactores.

El concepto de cargabilidad en líneas, desempeña un papel importante en los estudios de operación y planeación. El análisis de cargabilidad es particularmente adecuado para valorar en una primera aproximación a las diferentes alternativas de incremento en la capacidad de transporte de energía eléctrica.

Normalmente, la cargabilidad de una línea se expresa en términos de la Potencia Natural, SIL (de sus siglas en inglés: Surge Impedance Loading). Los primeros indicadores de cargabilidad, fueron propuestos por St. Clair [9] en el año de 1953, mediante una representación gráfica. Dichas curvas se obtuvieron en forma empírica, tomando en cuenta las observaciones de aquella época, en el sentido de que las líneas con longitudes de 300 millas, tenían una cargabilidad de un SIL. Se sabía qué líneas con esa longitud operaban con poco o nada de potencia reactiva en sus extremos.

Las curvas empíricas de St. Clair, las cuales se muestran en la figura I-4, fueron justificadas posteriormente, basándose en consideraciones prácticas y en la experiencia con líneas existentes; inclusive se verificaron analíticamente para los niveles de tensión, existentes hasta entonces (765 kV) y su validez se extendió para el rango de tensiones UHV (Ultra Alta Tensión), hasta 1500 kV utilizando parámetros estimados típicos.

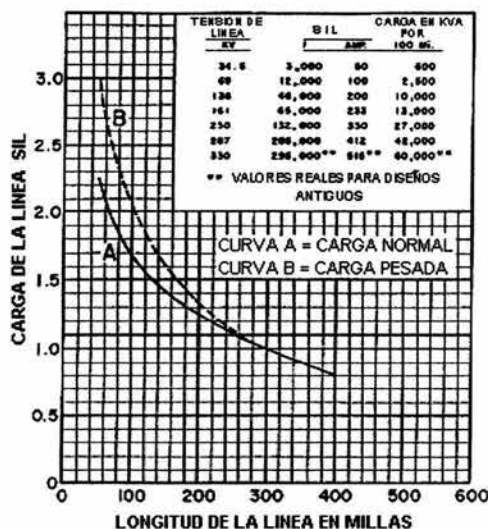


Figura I-4.- Curva de St. Clair

Cabe recordar que una línea de transmisión que opera a una carga igual a su potencia natural o SIL, es aquella que absorbe sus propios reactivos que genera; es decir el balance entre generación de reactivos y consumo es igual a cero. Si la

potencia entregada es mayor que la potencia natural, la línea absorberá potencia reactiva, comportándose como una inductancia. Si sucediera lo contrario, es decir, que la línea entregue menor potencia que la natural, la línea suministra potencia reactiva, comportándose como un capacitor.

En relación con la determinación de cargabilidad para líneas ya en operación, el análisis debe ser cuidadoso, particularmente en lo concerniente a la reserva de reactivos en las terminales de la línea. Como indicadores importantes, se pueden mencionar:

- a) El límite térmico
- b) La caída de tensión en los nodos extremos
- c) La separación angular de las fuentes de tensión eléctrica en los extremos de la propia línea, (estabilidad en estado estable o condiciones de operación normal de la red)
- d) El flujo de potencia reactiva.

En el caso de sistemas eléctricos débiles, las evaluaciones de la cargabilidad deben realizarse cuidadosamente, ya que es muy difícil llegar a curvas que tengan una aplicación generalizada.

Como ya se dijo anteriormente, la cargabilidad de las líneas de transmisión, puede ser determinada por la caída de tensión que existe entre los extremos de envío y recepción, o por la separación angular máxima entre fuentes de tensión eléctrica de los equivalentes en ambos extremos (margen de estabilidad en operación normal). Cada tramo de línea suele limitarse a un valor definido por la topología.

Se ha comprobado que para sistemas robustos se puede utilizar una curva de cargabilidad generalizada para todos los niveles de tensión. El desarrollo de estas curvas ha supuesto invariablemente sistemas robustos, con capacidad de cortocircuito del orden de 50 kA.

En sistemas eléctricos débiles, es raro encontrar líneas, aún cortas, cuya cargabilidad esté determinada por el límite térmico de los conductores.

I.3.1.- Características que se presentan en la operación de una línea de transmisión

I.3.1.1.- Límite térmico

El límite térmico en el conductor, está determinado por la máxima temperatura permisible, en combinación con el tiempo; antes de su deterioro físico. Una temperatura mayor a la permisible modifica la flecha de los conductores entre las estructuras e incrementa las pérdidas por resistencia. A cierta temperatura podrían violarse las distancias permisibles a tierra, o bien podría excederse el límite de elasticidad del conductor, con lo cual ya no recuperaría su longitud original al enfriarse. La temperatura del conductor depende de la magnitud y duración de la

corriente, así como la temperatura ambiente y velocidad del viento. Las corrientes de cortocircuito en el conductor, originan recocimiento en ellos, así como pérdidas de las características mecánicas.

De la referencia [4] tenemos que en general, para las líneas en los rangos de Extra Alta Tensión (>345 kV) y Ultra Alta Tensión (>800 kV), las capacidades de transmisión se encuentran muy por debajo de los límites térmicos; más aún al utilizar dos o más conductores por fase.

I.3.1.2.- Caída de tensión

El límite en la caída de tensión en las líneas de transmisión es de gran importancia en sistemas eléctricos longitudinales y está íntimamente relacionada con la capacidad de suministro de reactivos en los extremos de la línea. La caída de tensión, queda definida en el nodo de envío y se supervisa observando la tensión en el nodo de recepción.

I.3.1.3.- Margen de estabilidad, en operación normal de la red

Para visualizar el término, consideremos que el valor de la potencia que transporta una línea de transmisión, es inversamente proporcional a la reactancia inductiva del sistema y directamente proporcional al seno del ángulo formado entre las tensiones de la fuente y el receptor, llamado "ángulo de potencia". La reactancia serie, limita la máxima potencia que puede ser transmitida por el circuito para una tensión dada. La máxima potencia que puede ser transmitida bajo condiciones de estado estable ocurre para un ángulo de 90 grados. La limitación se refiere al margen entre la potencia máxima y la potencia de operación permisible. Este margen se selecciona para proporcionar un funcionamiento estable del sistema, ante una variedad de contingencias que puedan provocar cambios de carga transitorios y de régimen permanente en la línea. Estos cambios pueden ser provocados por maniobras de apertura y cierre en líneas y transformadores, por cambios en el despacho de generación o por disturbios eléctricos, tales como fallas o pérdidas de generación.

De la referencia [7] tenemos que el criterio de caída de tensión en una línea de transmisión, tiene una mayor influencia en la cargabilidad de líneas cortas, sin considerar la operación del regulador automático de tensión, mientras que el criterio de estabilidad tiene su mayor influencia en líneas largas (más de 150 km).

I.3.2.- Determinación de la cargabilidad

La cargabilidad de una línea de transmisión se puede determinar resolviendo el circuito eléctrico equivalente del tramo que se quiere analizar. Dicho circuito equivalente consta de tres partes principalmente:

- 1) Sistema de envío
- 2) Línea de transmisión
- 3) Sistema de recepción

El sistema de envío, consta de la magnitud y ángulo de la tensión fuente y de la reactancia de secuencia positiva que represente el sistema equivalente. En forma similar, el sistema de recepción consta de la magnitud y ángulo de la tensión receptora y de la representación del sistema equivalente en el extremo receptor. Para obtener resultados más precisos, la línea de transmisión se representa por su equivalente π ; es decir, se incluye la capacitancia a tierra propia de la línea y cualquier otro tipo de compensación que existiera en derivación. Es importante resaltar que para obtener soluciones precisas, se deben utilizar las ecuaciones que definen a las líneas de transmisión largas, y las ecuaciones que consideran a los parámetros de la línea como distribuidos uniformemente a lo largo de la misma.

El objetivo es resolver el sistema, incrementando en pequeños pasos la longitud de la línea, hasta observar cuál de las restricciones se alcanza primero (límite térmico, caída de tensión o estabilidad en operación normal de la red). Como conclusión de este procedimiento se obtendrá la curva de cargabilidad (potencia vs. longitud) de la línea de transmisión bajo estudio, ver figura I-4. Generalmente en la determinación de las curvas de cargabilidad, se expresa la potencia de la línea en términos de su impedancia natural. De esta manera, la potencia es independiente de la clase de tensión, pero dependiente de las magnitudes de las tensiones terminales y de la longitud de la línea.

I.3.3.- Utilidad de las curvas de cargabilidad

Las curvas de cargabilidad antes indicadas se utilizan para obtener una primera aproximación del nivel de tensión para la línea de transmisión. Sin embargo, cabe la aclaración de que dichas curvas de cargabilidad representan el estado estable y la ausencia de contingencias.

Para el análisis de cargabilidad en sistemas débiles o longitudinales, la obtención de las curvas correspondientes, normalmente queda muy por debajo de la curva para sistemas robustos. Esto se debe a que en sistemas débiles se tienen niveles de cortocircuito reducidos, es decir, reactancias equivalentes elevadas, que representan un porcentaje alto en relación con la reactancia inductiva de la línea y afecta la separación angular entre la fuente de tensión y la caída de tensión al final de ella.

I.3.4.- Efectos de la compensación en la cargabilidad

Debido a la alta corriente capacitiva de las líneas de transmisión largas, particularmente en los niveles de extra y ultra alta tensión, se hace necesario el empleo de compensación inductiva en derivación, con el objeto de controlar las

sobre tensiones en estado estable, principalmente en los periodos de baja carga. Este tipo de compensación normalmente disminuye la cargabilidad de la línea en donde está instalada. Esta disminución dependerá de dos factores principalmente: nivel de tensión e impedancia equivalente del sistema. Mientras mayor sea el nivel de tensión, menor será el efecto de la compensación inductiva en derivación.

Con relación a la compensación serie capacitiva, ésta reduce la longitud aparente de la línea y por lo tanto, se incrementan los niveles de transferencia de potencia. A mayor nivel de tensión, la cargabilidad de la línea se incrementa significativamente con la compensación serie.

I.4.- MODERNIZACIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

De la referencia [4] tenemos que mientras en las tres últimas décadas se han desarrollado tecnologías para líneas de transmisión en extra alta y ultra alta tensión, las líneas de alta tensión (69-230 kV) continúan construyéndose, básicamente de la misma manera. Esto puede observarse en la relación entre el espaciamiento de los conductores y la distancia en aire, requerida para soportar la tensión a frecuencia fundamental. De la referencia [4] tenemos que en líneas de 765 kV, esta relación es de 6.2 veces, en tanto que para líneas de 138 kV, esta relación se ha mantenido en 10.5 veces.

Se considera la rehabilitación, reutilización y/o repotenciación de líneas de transmisión, principalmente por restricciones a las que se enfrenta la industria eléctrica: campos magnéticos y eléctricos, estética, adquisición de derechos de vía, limitaciones económicas, etc.

Repotenciación, se refiere a cualquier cambio en la línea de transmisión que implique un aumento en la potencia transferida. Muchas veces esto se puede llevar a cabo sin ningún cambio físico; por ejemplo, operando la línea a una tensión mayor. En otras ocasiones, al incrementar la potencia transferida se involucran modificaciones importantes, como por ejemplo, un cambio de conductor. El término "rehabilitar", se refiere específicamente a modificaciones físicas en un sistema de transmisión. Estas modificaciones pueden ser con el propósito de reutilizar la línea o de corregir alguna irregularidad que la debilite.

Desde el punto de vista global de construcción, es más fácil reutilizar una línea; sin embargo, esto no es necesariamente más fácil desde un punto de vista estructural o eléctrico. Por otro lado, la reutilización representa una manera rápida y económica (40-60 % del costo de una línea nueva) [4], de aumentar la capacidad y/o mejorar la confiabilidad del sistema. Por otro lado, también puede ser económica y ambientalmente difícil, adquirir otro derecho de vía, para construir una nueva línea de transmisión.

Debido al rango de modificaciones posibles, se deben analizar las diferentes alternativas cuidadosamente. Por ejemplo, en algunos casos se puede reutilizar la línea de transmisión, sin modificación física alguna, como ya se señaló anteriormente. En otras ocasiones, bastará simplemente con operarla a una tensión mayor. Por otra parte, un incremento en los niveles de carga requerirá un cambio en el conductor y la modificación simultánea de las estructuras y cimentaciones.

En lo referente a subestaciones, cuando una empresa eléctrica incrementa la capacidad de una línea de transmisión dentro de un derecho de vía existente, también se requiere un aumento en la capacidad de las subestaciones asociadas. En muchas ocasiones, las empresas logran lo anterior con la reconstrucción de barras y estructuras para incrementar su nivel básico de aislamiento, se incrementan los claros entre líneas así como la fuerza mecánica. La reconstrucción es considerablemente más costosa que una rehabilitación donde se conserva lo más posible de la subestación existente. Sin embargo, esto hace necesario el desarrollo de guías y procedimientos para conservar la mayor parte de las estructuras que estén y sean aprovechables.

Debido a los kilómetros de conductores tendidos y la variedad de estructuras de transmisión involucradas, la reutilización de las líneas de transmisión aéreas puede ser muy costosa. En México, el tema de modernización de las líneas de transmisión aéreas, tiene importancia principal por la ventaja económica a largo plazo, que representa la reutilización de líneas que operan a tensiones normalizadas, como son las de 69, 85 y 138 kV.

Entre las técnicas más comunes para la modernización de líneas de transmisión y subestaciones, se tienen las siguientes:

I.4.1.- Incremento en la tensión nominal.

Esta es la forma más efectiva de obtener una mayor capacidad de transferencia de potencia en un mismo derecho de vía; pues la transferencia de potencia se incrementa proporcionalmente con respecto a la tensión, elevando la tensión de una línea de 115 kV a 230 kV, dando como resultado más potencia para un mismo derecho de vía. Esto es posible en algunas líneas existentes, principalmente en aquellas construidas en la década de los sesentas o antes, ya que estos diseños son muy conservadores en cuanto a las distancias en aislamiento. La factibilidad de dicha reutilización dependerá, principalmente de las convenciones necesarias en la subestación (cambio de transformadores, interruptores y otro equipo), y se puede justificar económicamente.

En la mayoría de los casos, sin embargo, se requerirá alguna modificación en las estructuras, antes de que se pueda elevar la tensión de la línea. Estas modificaciones pueden consistir en la instalación de nuevas crucetas para incrementar los claros entre estructura y conductor.

I.4.2.- Incremento en la corriente

Debido a que el flujo de la corriente eléctrica produce una pérdida de energía en forma de calor, las condiciones térmicas se vuelven importantes en el diseño de cualquier sistema o aparato eléctrico. Un requisito fundamental es que las líneas de transmisión no se sobrecalienten, expandan o caigan a las instalaciones que se encuentren por debajo de ellas, debido a daño de los coples, los cuales son el eslabón más débil de la línea de transmisión. Los límites de la corriente, por lo tanto, se fijan a valores que garanticen la seguridad de las líneas, el equipo, los trabajadores del sector eléctrico y el público en general.

Si una línea se encuentra limitada térmicamente en su capacidad de transferencia de potencia, existen algunas alternativas para salvar este obstáculo. La más obvia de estas alternativas, es reemplazar el conductor existente con uno de mayor límite térmico. Otra alternativa común, es agregar conductores adicionales, iguales a los originales, en cada una de las fases de la línea de transmisión. En algunos casos, esto debe acompañarse de refuerzos de las estructuras para soportar el peso adicional. El número de conductores depende de los equipos de la carga, fuerza de la estructura y espacio disponible.

Una manera novedosa de incrementar la transferencia de potencia dentro de un mismo derecho de vía, es el uso de la transmisión de seis fases. Para una misma tensión de fase a tierra, por ejemplo, una línea de seis fases disminuye significativamente las tensiones entre fases, comparado con una línea trifásica de doble circuito. Esta ventaja se puede explotar de la siguiente manera: la línea se puede construir en forma más compacta, se puede utilizar una mayor tensión en un derecho de vía existente, o los conductores existentes se pueden utilizar a una mayor tensión.

I.4.3.- Reutilización de subestaciones.

La reutilización de líneas de transmisión, puede requerir una rehabilitación similar en la subestación terminal y deberá tomarse en cuenta cuando se evalúe la economía de todo proyecto en su conjunto.

En una subestación, las limitaciones en la capacidad de conducción del equipo de potencia, normalmente se expresan en términos de temperaturas de operación permisibles. Las temperaturas máximas permisibles, a su vez, están gobernadas por la degradación de los metales, así como los materiales de aislamiento y por la alteración de las características de operación de los equipos.

En particular, las limitaciones de corriente de los transformadores de potencia se determinan por la temperatura de punto caliente del aislamiento de los devanados. Estos valores nominales se pueden ver incrementados con el uso de bombas de

aceite, intercambiadores de calor y ventiladores. De esta forma es posible obtener hasta el 67% de capacidad de carga adicional, dependiendo del diseño del transformador.

Sin embargo, cuando se incrementa el nivel de tensión eléctrica en una línea de transmisión, significa casi invariablemente que se deben instalar nuevos transformadores que reemplacen a las unidades viejas y de menor nivel de tensión. Finalmente, los interruptores y las cuchillas desconectoras también deberán reemplazarse, cuando se eleva el nivel de tensión de la línea.

I.5.- RESISTENCIA AL PIE DE TORRE EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

El concepto de la resistencia al pie de torre en las líneas de transmisión, se concentra en los aspectos de la protección contra rayos, ya que el proceso de interceptar el rayo a través de los hilos de guarda involucra la conexión a tierra de la estructura, como mecanismo de disipación de la corriente de impulso, característica del rayo. La resistencia al pie de torre, es un elemento fundamental en el problema del flameo inverso, ya que aun cuando el blindaje que proporciona el hilo de guarda cumple su función debidamente al interceptar la mayoría de las descargas eléctricas a tierra, un valor inadecuado de resistividad que conecte a tierra la estructura de transmisión, puede producir sobretensión, debido al fenómeno de reflexión de ondas de impulso en el punto de conexión a tierra, capaces de exceder el nivel del aislamiento de la cadena de aisladores, produciéndose una falla o salida de la línea.

Los arreglos prácticos de la resistencia al pie de torre, pueden involucrar el uso de sistemas concentrados (uno o más electrodos cortos, enterrados verticalmente), sistemas distribuidos (uno o más conductores enterrados horizontalmente, llamados counterpoises), o sistemas híbridos, los cuales son comúnmente utilizados y consisten en una combinación de estos dos.

Las características del suelo pueden variar con el tiempo debido a su composición, ya que el nivel de humedad, la temperatura y el contenido de sales minerales modifican tales características; por lo que es importante llevar a cabo un programa de mediciones periódicas de la resistividad del terreno, para en su caso, tomar las medidas correctivas para disminuir el valor de la resistencia de conexión a tierra.

I.6.- PROTECCIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Es una práctica común utilizar hilos de guarda en las líneas de transmisión para protegerlas contra rayos [10]. Estos conductores están instalados en las estructuras, así que existe un potencial de tierra bajo circunstancias normales. La

intención de la disposición de estos cables es interceptar descargas atmosféricas, que de otra manera podrían golpear en las fases. Esta protección podría extenderse al total de la línea, o podría estar confinada a los primeros kilómetros adyacentes de las subestaciones. En último caso, se considera que los impulsos producidos por cualquier descarga atmosférica en la sección, no protegida de la línea, tendrán que ser reducidos a proporciones manejables por algún medio.

Una consideración importante, es la localización de los hilos de guarda con respecto a los conductores de fase; pues para lograr efectividad, deben de ser más atractivos para los rayos los hilos de guarda, que los conductores de fase de la línea de transmisión.

Cuando una descarga líder se aproxima a la superficie de la tierra, es común que sea atraída hacia objetos altos, tales como árboles, edificios y estructuras de las líneas de transmisión. El concepto de distancia de descarga S significa que cuando la descarga atmosférica alcanza la distancia S de un objeto conectado a tierra, la probabilidad de la descarga terminal en el objeto es significativamente grande. Se ha observado que S es una función de la corriente, por lo que de la referencia [10] tenemos que se propone la siguiente relación:

$$S = 10I^{0.65} \quad (16-I)$$

Donde "S" está en metros, e "I" en kiloamperes.

De esta manera, puede ser construido el diagrama mostrado en la figura I-5, en la que se muestra la disposición relativa de un hilo de guarda G y un conductor ϕ , como fue definido por el ángulo de blindaje α .

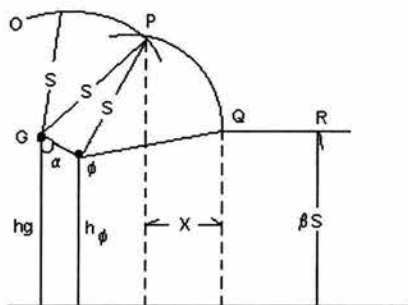


Figura I-5.- Se muestra la vulnerabilidad de un conductor con un blindaje inadecuado

La línea horizontal a la altura βS (es decir Q - R), indica que las descargas cercanas a esa altura de la superficie de la tierra, están dispuestas para terminar en la tierra antes que en G o en ϕ . Para líneas de ultra alta tensión es

recomendable $\beta \approx 0.8$ y 0.67 . Esta línea y los dos arcos (O – P y P – Q), definen tres regiones. Descargas con magnitud I, que penetran el arco OP tenderán a terminar en el conductor de tierra; descargas similares que penetran la región QR irán a tierra. En el arco PQ, las descargas de corriente I, serán atraídas al conductor y por lo tanto representarán una falla de blindaje. Existe un área no protegida de amplitud X que es paralela a la línea de transmisión.

Para valores más grandes de S, que los mostrados en la figura I-5, correspondientes a valores más grandes que I, el arco PQ será menor. Para algunos valores de I, los cuales designaremos como puntos I_{max}, los puntos P y Q coincidirán. En ese caso, no debería haber fallas de blindaje para descargas atmosféricas con magnitudes de corriente de alrededor de I_{max}.

A la inversa, cuando S es reducido por corrientes más pequeñas que las escogidas por en la figura I-5, el arco PQ y su proyección X, se incrementarán. Sin embargo, existe alguna corriente, que designaremos I_{min}, bajo la cual una descarga en una fase será de escasas consecuencias, porque generará tensión eléctrica insuficiente para causar un flameo en los aisladores de la línea. De esta forma, si despreciamos la impedancia de la trayectoria del rayo, obtenemos la siguiente fórmula:

$$I_{\min} = \frac{2V_{CFO}}{Z_0} \quad (17-I)$$

Donde V_{CFO} es la tensión crítica de flameo del aislamiento (CFO.- flameo crítico) y Z_0 , es la impedancia transitoria de la línea. En esta ecuación estamos despreciando arbitrariamente el potencial de 60 Hz en el conductor. El valor de X correspondiente a I_{min}, lo llamaremos X_s.

Para fallas en el blindaje, la corriente debe estar en el rango de $I_{\min} < I < I_{\max}$, y las descargas deben terminar dentro de una zona designada X_s. La probabilidad de que una corriente llegue a estar dentro de un rango particular, puede obtenerse de la probabilidad de $I_{\min} < I < I_{\max} = P_{\min} - P_{\max}$.

El número de descargas a la tierra/kilómetro²/año, está definido por $N = kT$, donde T es el nivel isoceraúnico y k es una constante dentro del rango $1 < k < 0.19$. De esta forma, la relación de la falla de blindaje, puede ser representada como sigue:

$$N_{SF} = \frac{kT}{10} \frac{X_s}{2} (P_{\min} - P_{\max}) / 100 \text{ km} / \text{año} \quad (18-I)$$

$X_s/2$ es el valor promedio de X para el rango de corriente $I_{\min} < I < I_{\max}$, y es medido en metros. Este procedimiento viene a ser el mismo para cada fase, con respecto a sus hilos de guarda que más protegen para obtener el rango de falla de blindaje más importante para un circuito de transmisión completo.

Se requirió realizar ciertas consideraciones para llegar a la ecuación (18-I). Por ejemplo, ha sido esencial considerar que las descargas atmosféricas entran

alrededor de la línea vertical. Se han investigado otros ángulos de descargas donde se asume que la tierra, para este fin, es plana cerca de la línea. El terreno irregular, árboles adyacentes, etc., pueden afectar el blindaje. La altura de la línea también puede variar a lo largo de su derecho de vía. Es usual que para un ancho dado, asumir la altura mostrada en la figura I-5, la cual es la altura a la estructura, menos de 2/3 de la catenaria.

Es común utilizar el rango de la falla de blindaje durante la etapa de diseño de una línea, así que si el rango es inaceptable, pueden realizarse cambios en el diseño para corregirlos, reduciendo el ángulo de blindaje. Es posible conseguir un rango de falla de blindaje de cero, al menos por el criterio que se ha usado. La localización de los conductores, se modifica por otras consideraciones (claros a tierra, a la estructura y a los otros conductores), la opción, por lo tanto, es mover el hilo de guarda.

Se podría primero, calcular S , correspondiente a X_s , por combinación de las ecuaciones 16-I y 17-I, así:

$$S_{\min} = 10 \left(\frac{2V_{CFO}}{Z_0} \right)^{0.65} \quad (19-I)$$

El punto Q, es ahora localizado empezando con S_{\min} de los conductores más expuestos y βS_{\min} alrededor de tierra (según la figura I-5). Los conductores a tierra, deben ahora también estar localizados a una distancia S_{\min} del punto Q, lo cual lleva a un arco circular con centro en Q y radio S_{\min} . Esto asegura que P y Q de la figura I-5 coinciden, sin salir de la región no blindada, lo que se muestra en la figura I-6.

Para alcanzar un blindaje completo en esta forma, podría requerirse la instalación de dos hilos de guarda en vez de uno, o incrementar la altura de la estructura para elevar el hilo de guarda (o los dos). Estos cambios en el diseño, tienen una penalidad económica que debe de ser considerada, en relación con el costo de cortes de electricidad, como consecuencia de un rango de falla de blindaje finita.

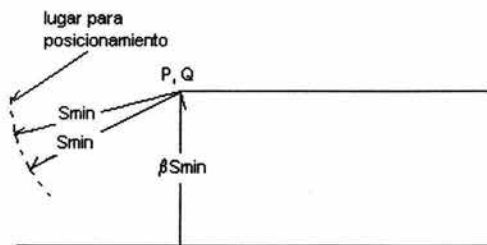


Figura I-6.- Posibles cambios de diseño para el blindaje

I.7.- ONDAS VIAJERAS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

En esta sección se indica el comportamiento de las ondas viajeras debido a un impulso eléctrico en un conductor.

Según la referencia [5], en una línea de transmisión larga, como la de la figura I-7, la tensión V y la corriente I , satisfacen en cualquier lugar a lo largo de la línea, una relación llamada ecuación de onda. Para una línea de transmisión sin pérdidas, tal que "z" y "y" sean imaginarias, la ecuación de onda son:

$$\frac{1}{LC} \frac{\partial^2 V}{\partial x^2} = \frac{\partial^2 V}{\partial t^2} \quad (20-I)$$

$$\frac{\partial^2 I}{\partial x^2} = LC \frac{\partial^2 I}{\partial t^2} \quad (21-I)$$

Las soluciones de las ecuaciones 20-I y 21-I presentan las formas:

$$V(x,t) = V^+ \left(t - \frac{x}{u}\right) + V^- \left(t + \frac{x}{u}\right) \quad (22-I)$$

y

$$I(x,t) = I^+ \left(t - \frac{x}{u}\right) + I^- \left(t + \frac{x}{u}\right) \quad (23-I)$$

donde

$$u = \frac{1}{\sqrt{LC}} \quad (24-I)$$

Los subíndices + y - significan, respectivamente, ondas viajeras en las direcciones +x y -x, a lo largo de la línea de transmisión. El hecho de que las soluciones de las ecuaciones 22-I y 23-I, representen efectivamente ondas viajeras, lo indican los elementos que las componen, en los cuales u tiene la dimensión en metros por segundo. Una onda tal que $V^+ \left(t - \frac{x}{u}\right)$ esté desplazándose en la dirección positiva x , se llama onda viajera directa y una que se esté moviendo en sentido negativo de x , se llama onda viajera reflejada.

Esto se puede verificar de las ecuaciones 20-I y 24-I, así tenemos:

$$\frac{V^+}{I^+} = \sqrt{\frac{L}{C}} \quad (25-I)$$

y:

$$\frac{V^-}{I^-} = -\sqrt{\frac{L}{C}} \quad (26-I)$$

La razón $\sqrt{\frac{L}{C}}$ tiene su dimensión en Ohms y recibe el nombre de impedancia, característica Z_C de la línea. Debido a que la línea no tiene pérdidas, la

impedancia característica es puramente resistiva. Podemos entonces llamar R_C a la resistencia y así tenemos:

$$Z_C = \sqrt{\frac{L}{C}} = R_C \quad (27-I)$$

Para una línea sin pérdidas. En términos de R_C , la ecuación 23-I se convierte en:

$$I(x,t) = \frac{1}{R_C} V^+(t - \frac{x}{u}) - \frac{1}{R_C} V^-(t + \frac{x}{u}) \quad (28-I)$$

La figura I-7, muestra una línea de transmisión con una longitud total \mathcal{L} que termina en una resistencia R_L y es excitada por una fuente de tensión lo que proporciona una onda de tensión de circuito abierto $V_s(t)$ en forma de pulsos como se muestra en la figura, y tiene una resistencia interna R_s . Para determinar las tensiones terminales $V(0,t)$ y $V(\mathcal{L},t)$ y las corrientes terminales $I(0,t)$ y $I(\mathcal{L},t)$ como funciones del tiempo, consideramos la parte de la línea en la carga, según se indica en la figura I-8. Cuando $x = \mathcal{L}$, debemos tener:

$$V(\mathcal{L},t) = R_L I(\mathcal{L},t) \quad (29-I)$$

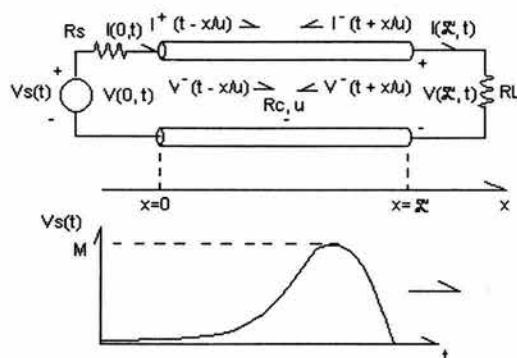


Figura I-7.- Línea de transmisión con pulso de tensión

La ecuación 29-I, sólo se explica con la presencia de ondas viajeras directas y reflejadas en grado mayor o menor de $x=\mathcal{L}$ dependiendo de la terminación. Si sólo existen las ondas viajeras directas en la carga, entonces será:

$$V^+(t - \frac{\mathcal{L}}{u}) = R_C I^+(t - \frac{\mathcal{L}}{u}) \quad (30-I)$$

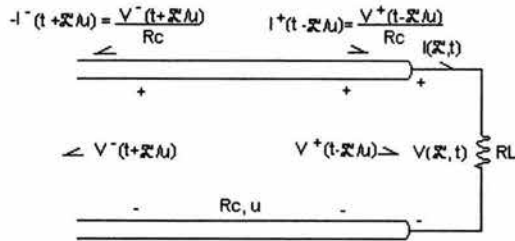


Figura I-8. - Línea y carga como función del tiempo

Si sólo existen las ondas viajeras de regreso a la carga, entonces:

$$V^-(t - \frac{Z}{u}) = -Rc I^-(t - \frac{Z}{u}) \quad (31-1)$$

Las ecuaciones 30-1 y 31-1 no satisfacen la ecuación 29-1, pero una combinación de ambas sí puede hacerlo. Sin embargo, la ecuación 29-1 también se satisface por la ecuación 30-1 si se cumple que $R_L = Rc$; en tal caso, no existe una onda viajera reflejada y se dice que la línea está acoplada perfectamente con la carga, pero la discontinuidad en la línea producida por el resistor de carga ($R_L \neq Rc$), hace que exista una onda que se refleje en forma de onda viajera.

I.7.1- Coeficientes de reflexión

Ahora podemos definir el coeficiente de reflexión de la tensión en una carga como la razón de las amplitudes de las ondas viajeras de tensión reflejada y directa en $x=Z$; esto es:

$$\Gamma_{LV} = \frac{V^-(t + Z/u)}{V^+(t - Z/u)} = \Gamma_L \quad (32-1)$$

En términos de Γ_L y Rc de las ecuaciones 22-1 y 28-1 tenemos para la carga:

$$V(Z,t) = V^+(t - \frac{Z}{u})(1 + \Gamma_L) \quad (33-1)$$

$$I(Z,t) = \frac{V^+(t - \frac{Z}{u})}{Rc} (1 - \Gamma_L) \quad (34-1)$$

Por eso, un coeficiente de reflexión de corriente en la carga, puede definirse como:

$$\Gamma_{LI} \equiv \frac{I^-(t + Z/u)}{I^+(t - Z/u)} = -\Gamma_L \quad (35-1)$$

El coeficiente de reflexión de corriente es, pues, el negativo del coeficiente de reflexión de tensión. Si resolvemos de la ecuación 29-I a la ecuación 32-I para R_L y Γ_L , obtendremos:

$$R_L = R_c \frac{1 + \Gamma_L}{1 - \Gamma_L} \quad (36-I)$$

y

$$\Gamma_L = \frac{R_L - R_c}{R_L + R_c} \quad (37-I)$$

Esta reflexión de ondas se muestra en la figura I-9. En el mecanismo de reflexión se puede considerar la imagen que produce un espejo, como la onda reflejada en V^- , es una réplica de V^+ , de modo que todos los puntos de la onda V^- son los puntos correspondientes a la forma de onda V^+ multiplicada por Γ_L . Las partes de la figura b) a d); muestran las ondas en diferentes instantes. En cualquier tiempo t , la tensión total de la carga, $V(x, t)$, es la suma de las ondas individuales presentes en la carga de ese momento. Esto se indica en la figura I-9 b) y c) para una onda viajera directa de amplitud A .

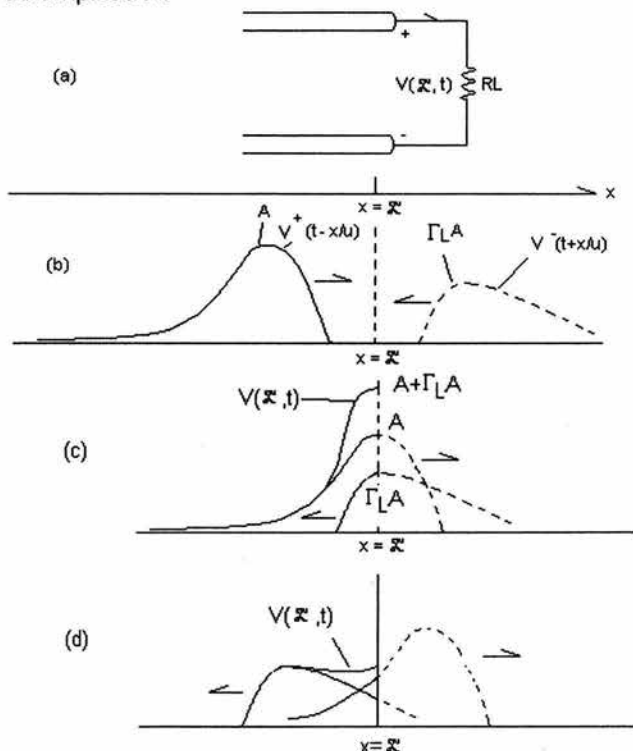


Figura I-9.- Reflexión de ondas

Ahora consideremos la parte de la línea correspondiente a la fuente, $x=0$, como se indica en la figura I-10 a). Cuando la fuente se conecta inicialmente a la línea, se propaga una onda viajera directa a lo largo de ella, la cual se propaga a la velocidad de la luz. No aparece una onda viajera reflejada en la línea hasta que la onda viajera directa haya alcanzado el fin de la línea, lo cual requiere de un tiempo $T = \mathcal{L} / u$, puesto que la carga no tiene una fuente que produzca, por sí misma, una onda viajera reflejada.

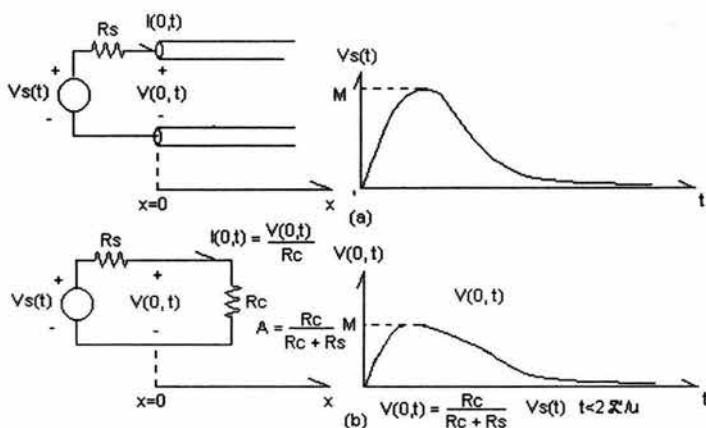


Figura I-10. - Línea con fuente

La parte de la onda incidente, que se refleja en la carga, requerirá de un tiempo adicional para regresar de la carga a la fuente en ($x=0$). Por lo tanto, durante el intervalo $0 \leq t < 2\mathcal{L} / u$, no aparecerá una onda viajera reflejada en $x=0$, la tensión y la corriente se deberán sólo a las ondas viajeras directas V^+ e I^+ , así:

$$V(0,t) = V^+(t - \frac{0}{u}) \quad (38-1)$$

$$\text{para } 0 \leq t < \frac{2\mathcal{L}}{u}$$

$$I(0,t) = \frac{V^+(t - 0/u)}{Rc} \quad (39-1)$$

Ya que la razón de la tensión total a la corriente total en la línea, es Rc y para: $0 \leq t < 2\mathcal{L} / u$, la línea parece tener una resistencia de entrada Rc , en este intervalo de tiempo, como se advierte en la figura I-10 b). Así durante este intervalo, la onda viajera reflejada que fue enviada inicialmente, está relacionada con $V_s(t)$ mediante:

$$V(0,t) = \frac{R_c}{R_c + R_s} V_s(t) \quad 0 \leq t < \frac{2\mathcal{L}}{u} \quad (40-I)$$

La onda enviada inicialmente tiene la misma forma que $V_s(t)$, pero sus puntos se reducen en magnitud a los puntos correspondientes a $V_s(t)$, por las relaciones del divisor de tensión $R_c/(R_c+R_s)$, como se muestra en la curva de la figura I-10 b. Si M es la amplitud máxima de $V_s(t)$, entonces $A=R_cM/(R_c + R_s)$, es el máximo de $V(0,t)$.

Estas ondas viajeras directas, enviadas inicialmente hacia la carga, requieren de un tiempo $T = \mathcal{L} / u$, para pasar de la fuente a la carga. Cuando el frente de onda alcanza la carga, se inicia la reflexión, como se muestra en la figura I-8. Esta onda reflejada requiere de un tiempo $T = \mathcal{L} / u$, para que su frente alcance la fuente. Tanto en la fuente como en la carga se refleja esta onda, y en paralelo con la ecuación 37-I, podemos definir un coeficiente de reflexión de la fuente de tensión así:

$$\Gamma_s = \frac{R_s - R_c}{R_s + R_c} \quad (41-I)$$

Se inicia una onda viajera directa en la fuente, de la misma manera que la onda viajera reflejada fue iniciada en la carga. Esta onda tiene la misma forma que la onda viajera reflejada, pero con los puntos correspondientes reducidos por Γ_s . Este proceso de reflexión repetida, continúa como reflexión en la fuente y en la carga. En cualquier momento, la tensión total (o corriente), en cualquier punto de la línea es la suma de cada uno de los valores de todas las ondas de tensión individuales (u ondas de corriente), que existen en la línea en ese punto y en ese momento.

I.7.2.- Diagrama reticular

Una forma conveniente de hacer un seguimiento de estas reflexiones, es el diagrama reticular para una línea abierta (figura I-11). En él, el eje x horizontal está marcado como la distancia debajo de la línea y el eje y vertical, está marcado como tiempo en incrementos del tiempo total requerido para cruzar la línea en una dirección: \mathcal{L} / u .

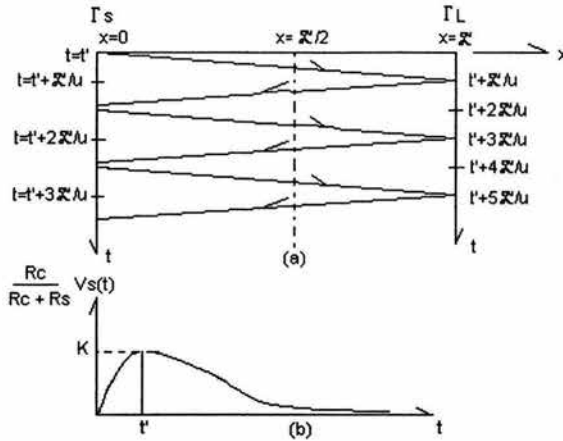


Figura I-11.- Reflexiones
a).- Diagrama reticular
b).- Pulso lanzado inicialmente

Supóngase que el pulso de la figura I-11 b) es lanzado inicialmente en el tiempo $t=0$. Examinando un punto de este pulso, con una magnitud K en el tiempo t' . El pulso se desplaza hasta la carga y se refleja, originando un punto correspondiente en la forma de onda reflejada de magnitud $K\Gamma_L$. Éste se vuelve a reflejar en la fuente, luego en la carga, y así sucesivamente. El diagrama reticular muestra este proceso de una manera conveniente y permite obtener el valor de tensión total de la línea $V(x,t)$, en cualquier punto y en cualquier tiempo en la línea. Por ejemplo, cuando $t=t'+L/u$, la tensión total en $x=L$ es $K + \Gamma_L K = K(1+\Gamma_L)$. Cuando $x=L/2$, punto medio de la línea, en $t=t'+3/2 L/u$, la tensión total de la línea es $K\Gamma_L$.

Siguiendo el movimiento de varios puntos, en la onda enviada inicialmente es:

$$I^+(t - \frac{0}{u}) = \frac{V_s(t)}{R_c + R_s} \quad (42-1)$$

Así debemos reemplazar Γ_s y Γ_L en el diagrama reticular con los coeficientes de reflexión de la corriente - Γ_s y $-\Gamma_L$.

I.8.- FLAMEO INVERSO (BACK-FLASHOVER)

Las descargas atmosféricas pueden impactar en los conductores [6], los hilos de guarda o en la estructura de una línea de transmisión aérea. El fenómeno de flameo inverso es provocado por descargas en los hilos de guarda o en la estructura.

Bajo condiciones de estado estable, las estructuras y los hilos de guarda están a potencial de tierra; cuando una descarga incide sobre alguno de estos elementos

de la línea, el flujo de corriente de la descarga tiende a propagarse hacia tierra a través de la estructura y de la resistencia de pie de torre. Tales corrientes provocan una elevación momentánea en el perfil de tensiones de la estructura [11]. La diferencia de potencial entre el punto donde un aislador se fija a la estructura y el conductor que éste sostiene, puede ser tal que produzca un arqueo o flameo de la estructura al conductor, esto se conoce como flameo inverso. Si la descarga atmosférica llegara a incidir directamente sobre los conductores de fase, entonces lo más probable sería que se produjera un flameo directo, es decir, un arqueo del conductor al cuerpo de la estructura.

La figura I-12, ilustra el fenómeno de flameo inverso, la descarga de corriente alcanza al hilo de guarda de una estructura y se divide entre cada sección del hilo de guarda y la estructura. Las descargas de corriente a lo largo de los hilos de guarda inducen tensión eléctrica y corriente debido al acoplamiento entre los conductores y el hilo de guarda.

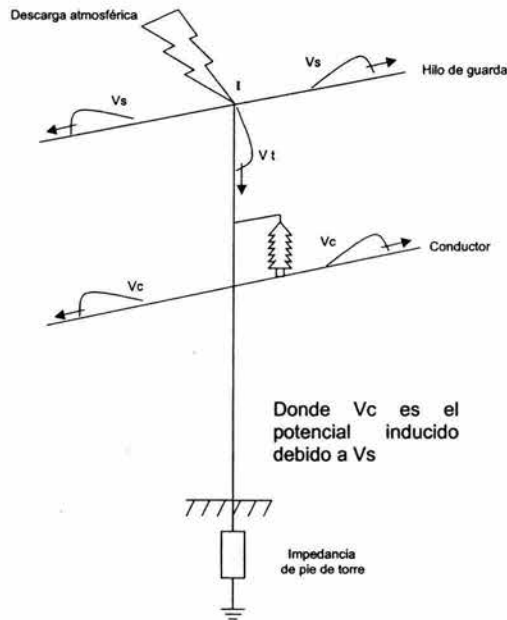


Figura I-12. - Descarga atmosférica en una línea de transmisión

Mecanismo del fenómeno de flameo inverso

Si una descarga atmosférica incide sobre los hilos de guarda o sobre la estructura, esta descarga inyecta una corriente que se propaga hacia tierra a través del cuerpo de la estructura. Debido a la impedancia transitoria distribuida de la estructura, dicha corriente provoca elevaciones de tensión a todo lo largo del trayecto.

Una vez que la corriente alcanza la base de la estructura, se encuentra con la impedancia de pie de torre, ésta provoca una reflexión hacia lo más alto de la estructura, donde usualmente estará una fuente de corriente que representa la inyección provocada por la descarga atmosférica y se tendrán reflexiones sucesivas. Como el flameo inverso es una descarga de la estructura hacia un conductor de fase, entonces en sentido estricto también debe considerarse el potencial del conductor implicado.

La corriente de descarga en los hilos de guarda, se acopla electromagnéticamente con los conductores de fase y entonces se induce tensión eléctrica en las fases y, por lo tanto, no es posible establecer que cadena de aisladores presentará la mayor diferencia de potencial.

I.9.- REPRESENTACIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

Las líneas pueden ser clasificadas en cortas, medianas y largas. En una línea, corta, los efectos en paralelo (conductancia y capacitancia), son despreciables [5]; ésta se representa mediante una resistencia en serie con una inductancia, ambas concentradas; esto se considera válido para líneas hasta de 80 km de longitud. En una línea mediana, las capacitancias en paralelo se consideran concentradas en unas cuantas direcciones predeterminadas a lo largo de ella; las líneas medianas se consideran de un intervalo de longitud entre 80 y 150 km. Las líneas de más de 150 km son largas y para su estudio, se consideran parámetros uniformemente distribuidos.

I.9.1.- Línea de transmisión de longitud corta

La línea de transmisión corta, se representa con los parámetros concentrados R y L, como se muestra en la figura I-13. Obsérvese que R es la resistencia (por fase) y L es la inductancia (por fase) de la línea completa. La línea mostrada tiene dos extremos: el extremo transmisor en el generador y el extremo receptor en la carga. Las cantidades de importancia aquí, son la regulación de tensión y la eficiencia de transmisión. Estas cantidades se definen para líneas de todas las longitudes como sigue:

Regulación de tensión por ciento =

$$\frac{|V_R(\text{sin carga})| - |V_R(\text{carga})|}{|V_R(\text{carga})|} \times 100 \quad (43-1)$$

- Eficiencia de transmisión = Potencia en el extremo receptor / potencia en el extremo transmisor

$$= \frac{P_R}{P_S} \quad (44-1)$$

Donde V_R es la tensión en el extremo receptor.

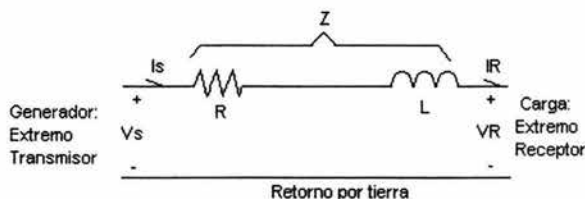


Figura I-13. - Línea de transmisión corta con parámetros concentrados

I.9.2.- Líneas de transmisión de longitud media

En una línea de transmisión de longitud media, el efecto en paralelo se debe a que la capacitancia de la línea no es despreciable. Se muestran dos representaciones de dichas líneas en las figuras I-14 y I-15, estas representaciones se conocen como circuito nominal π y circuito nominal T; en cálculos de fallas, flujos y estabilidad generalmente se opta por representar la línea de transmisión con el circuito nominal π . Estos diagramas ayudan a entender las relaciones mutuas entre las corrientes y las tensiones a lo largo de la línea.

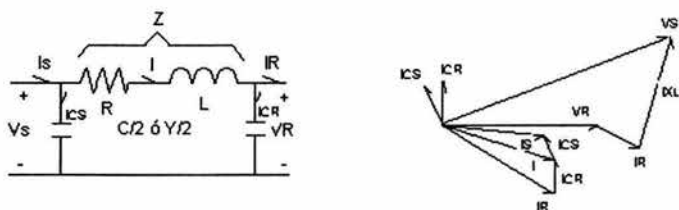


Figura I-14. - Representación de la línea de transmisión como circuito π

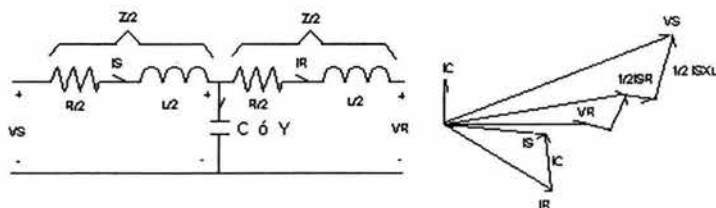


Figura I-15. - Representación de la línea de transmisión como circuito T

I.9.3.- Línea de transmisión de longitud larga

Se considera que los parámetros de una línea larga, están distribuidos sobre la longitud total de la línea. Una fase (con retorno a través del neutro), de una línea larga, con longitud \mathcal{L} , se incluye en la figura I-16. La tensión V en cualquier punto a lo largo de la línea está dado por:

$$\frac{d^2V}{dx^2} = \gamma^2 V \quad (45-1)$$

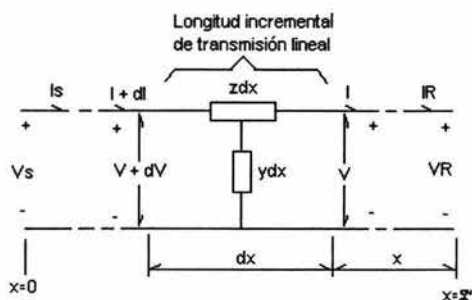


Figura I-16.- Representación de una línea larga con parámetros distribuidos

Si no se considera la resistencia (sin pérdidas) tenemos:

Donde $\gamma = \sqrt{yz}$,

y es la admitancia en paralelo por unidad de longitud de la línea,

z es la impedancia en serie por unidad de longitud, y

γ es la constante de propagación.

Una solución de la ecuación 45-I es:

$$V = \frac{1}{2} V_R (e^{x\gamma} + e^{-x\gamma}) + \frac{1}{2} I_R Z_C (e^{x\gamma} - e^{-x\gamma}) \quad (46-1)$$

Donde $Z_C = \sqrt{z/y}$, se llama impedancia característica de la línea. La corriente I en cualquier punto a lo largo de la línea está dada por:

$$I = \frac{1}{2} \frac{V_R}{Z_C} (e^{x\gamma} - e^{-x\gamma}) + \frac{1}{2} I_R (e^{x\gamma} + e^{-x\gamma}) \quad (47-1)$$

Las ecuaciones 46-I y 47-I, se pueden expresar en términos de funciones trigonométricas como:

$$V = V_R \cosh \gamma x + I_R Z_C \sinh \gamma x \quad (48-I)$$

$$I = V_R \frac{\sinh \gamma x}{Z_C} + I_R \cosh \gamma x \quad (49-I)$$

Puesto que $V=V_s$ e $I=I_s$, en $X=\mathcal{L}$, en el extremo transmisor, las ecuaciones 25-I y 49-I, se convierten en:

$$V_S = V_R \cosh \gamma \mathcal{L} + I_R Z_C \sinh \gamma \mathcal{L} \quad (50-I)$$

$$I_S = V_R \frac{\sinh \gamma \mathcal{L}}{Z_C} + I_R \cosh \gamma \mathcal{L} \quad (51-I)$$

Las siguientes relaciones son útiles en cálculos numéricos que se utilizan de las ecuaciones 48-I a la 51-I

$$\gamma = \alpha + j\beta$$

$$\cosh \gamma \mathcal{L} = \cosh(\alpha \mathcal{L} + j\beta \mathcal{L}) = \cosh \alpha \mathcal{L} \cos \beta \mathcal{L} + j \sinh \alpha \mathcal{L} \sin \beta \mathcal{L}$$

$$\sinh \gamma \mathcal{L} = \sinh(\alpha \mathcal{L} + j\beta \mathcal{L}) = \sinh \alpha \mathcal{L} \cos \beta \mathcal{L} + j \cosh \alpha \mathcal{L} \sin \beta \mathcal{L}$$

$$\cosh \gamma \mathcal{L} = 1 + \frac{(\gamma \mathcal{L})^2}{2!} + \frac{(\gamma \mathcal{L})^4}{4!} + \dots \approx 1 + \frac{1}{2} \gamma^2 \mathcal{L}^2$$

$$\sinh \gamma \mathcal{L} = \gamma \mathcal{L} + \frac{(\gamma \mathcal{L})^3}{3!} + \frac{(\gamma \mathcal{L})^5}{5!} + \dots \approx \sqrt{\gamma \mathcal{L}} \left(1 + \frac{1}{6} \gamma \mathcal{L}\right) \quad (52-I)$$

1.9.4.- La línea de transmisión como red de dos puertos

Hemos visto que cuando una línea de transmisión se representa con su circuito equivalente, podemos representar la tensión y la corriente en el extremo transmisor, en términos de las tensiones y corrientes del extremo receptor y los parámetros de la línea. En general, una línea de transmisión se puede ver como

una red de cuatro terminales, según se advierte en la figura I-17 de tal forma que las tensiones y las corrientes terminales se relacionan así:

$$V_S = AV_R + BI_R \quad (53-I)$$

$$I_S = CV_R + DI_R \quad (54-I)$$

Donde las constantes A, B, C y D, se llaman constantes del circuito generalizado o constantes ABCD y son en general complejas. Por reciprocidad, éstas se relacionan unas con otras como sigue:

$$AD - BC = 1 \quad (55-I)$$

Una línea de transmisión de cualquier longitud, se puede representar como una red de cuatro terminales, tal y como se muestra en la figura I-17, con constantes ABCD.

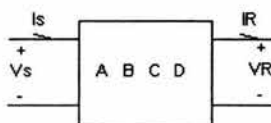


Figura I-17. - Red de cuatro terminales

I.9.5.- Flujos de potencia en líneas de transmisión

El flujo de potencia en cualquier punto, en una línea de transmisión, puede calcularse en términos de las constantes ABCD. Puesto que estas constantes son en general complejas, se obtiene que:

$$A = |A| \angle \alpha \quad \text{y} \quad B = |B| \angle \beta \quad (56-I)$$

Si escogemos V_R como el fasor de referencia, suponemos que:

$$V_R = |V_R| \angle 0^\circ \quad \text{y} \quad V_S = |V_S| \angle \delta \quad (57-I)$$

Por lo tanto, de la ecuación 53-I, obtenemos:

$$I_R = \frac{|V_S|}{|B|} \angle \delta - \beta - \frac{|A||V_R|}{|B|} \angle \alpha - \beta \quad (58-I)$$

La potencia compleja $V_R I_R^*$, del extremo receptor está dada por:

$$P_R + jQ_R = \frac{|V_R||V_S|}{|B|} \angle\beta - \delta - \frac{|A||V_R|^2}{|B|} \angle\beta - \alpha \quad (59-I)$$

Consecuentemente se llega a:

$$P_R = \frac{|V_R||V_S|}{|B|} \cos(\beta - \delta) - \frac{|A||V_R|^2}{|B|} \cos(\beta - \alpha) \quad (60-I)$$

$$Q_R = \frac{|V_R||V_S|}{|B|} \operatorname{sen}(\beta - \delta) - \frac{|A||V_R|^2}{|B|} \operatorname{sen}(\beta - \alpha) \quad (61-I)$$

1.10.- INTERRUPTORES DE POTENCIA

La función de los interruptores de potencia es aislar un equipo determinado del resto de la red eléctrica [3]. Su comportamiento es determinante en la aplicación del disparo y recierre, puesto que debe operar con confiabilidad y rapidez para aislar la falla en la línea de transmisión y realizar el recierre en corto tiempo.

Los interruptores son de dos tipos básicos: sumergidos en aceite y soplo de aire. El tipo de interruptor en aceite, tiene 2 contactos por fase, los contactos inferiores de movimiento son generalmente vástagos de cobre cilíndricos y su función es hacer unión con los contactos superiores fijos. Los contactos fijos consisten de un resorte, el cual ejercerá una presión en el vástago del contacto inferior cuando cierran para así formar un buen contacto eléctrico.

En la apertura del interruptor, los contactos móviles se desplazan rápidamente hacia abajo formando un arco eléctrico. De la referencia [3] tenemos que cuando el interruptor abre bajo condiciones de falla, varios miles de Amperes pasan a través de los contactos. Sólo es posible una apertura efectiva, debido a la tensión instantánea y corriente por fase que se reduce a cero durante cada ciclo de corriente alterna. La temperatura del arco eléctrico origina burbujas de hidrógeno en el aceite y éste a su vez produce gas a alta presión, el cual empuja el arco hacia compartimentos especiales en un dispositivo que se encuentra alrededor de los contactos llamado turbulador.

Cuando los contactos móviles se desplazan hacia abajo, el arco se alarga, se enfría por el gas y eventualmente llega a ser roto. El gas también barre el arco, de tal manera que no re-encienda cuando la tensión aumenta a su valor de circuito abierto.

El tipo de interruptor de soplo de aire es conocido debido a la posibilidad de tener varios contactos en serie por fase. El aire normalmente se encuentra almacenado a una presión de 200 lb/pulg^2 y se dirige al arco eléctrico a una alta velocidad para extinguirlo. El aire también actúa sobre el mecanismo del contacto móvil. Un interruptor similar se ha desarrollado utilizando hexafluoruro de azufre en lugar de aire.

CAPÍTULO II

El disparo y recierre monopolar

El incremento en el costo de las líneas de transmisión, así como la problemática en relación con el derecho de vía, ha llevado a analizar diferentes alternativas de solución para transmitir la potencia necesaria.

Dentro de estas acciones está la de implementar un esquema de disparo y recierre monopolar. De la referencia [4] tenemos que el 95% de las fallas son monofásicas y transitorias y por lo tanto un recierre después de una falla tiene altas posibilidades de éxito. Sin embargo, podrían existir limitaciones que hay que enfrentar, debidas al tiempo de recierre o tiempo muerto necesario para extinguir el arco secundario y desionizar el aire donde se produjo el arco. Un recierre automático, por ejemplo, podría mejorar el servicio en circuitos radiales [12], donde la continuidad del fluido eléctrico es directamente afectada por la interrupción del circuito.

Un recierre monopolar también puede ayudar a mantener la estabilidad de una red eléctrica.

En este capítulo se describen las características de recierre monopolar y su aplicación en la protección de línea en una línea de transmisión.

II.1.- CONCEPTOS GENERALES

Algunos conceptos que conviene tener presentes al realizar estudios de aplicación y análisis del esquema de disparo y recierre monopolar son:

Tiempo de libramiento de falla. Es el tiempo que tarda una línea de transmisión en librar una falla, el cual incluye el tiempo de operación de la protección, el tiempo del canal de comunicación y el tiempo que tarda la operación del interruptor.

Tiempo de extinción del arco secundario. Es el tiempo requerido para la dispersión del aire ionizado de la trayectoria de una falla, éste depende de la duración de la falla, la corriente de falla, las condiciones del viento, la humedad, la tensión del circuito, el acoplamiento con los conductores adyacentes, etc.

Corriente de arco secundario. Es la corriente a través de la trayectoria ionizada o arco, producida por la corriente inducida a la fase donde se produjo la falla, una vez abierta la fase, y es debida a los conductores que permanecen energizados y a las líneas adyacentes, si las hay, después de que la corriente de arco primaria es librada por medio de los interruptores de la línea.

Tiempo de recierre o tiempo muerto. Es el intervalo de tiempo transcurrido desde el instante en que el interruptor de línea abre para librar la fase fallada, hasta que recierre por medio del esquema de recierre monopolar.

Tiempo de reposición. Es el tiempo que sigue a una operación de recierre exitoso, medido desde el instante en que el relevador de recierre opera hasta que los equipos de protección y de interrupción están listos para iniciar una nueva secuencia de recierre.

Cierre secuencial. Se debe considerar que extremo de la línea conviene cerrar primero, sobre todo cuando se tienen plantas eléctricas en forma adyacente a la línea, con la finalidad de evitar daño en las unidades de generación.

Corriente de aportación a la falla. Es la corriente que se presenta para alimentar la falla.

Tensión de recuperación. Es la tensión que aparece en la fase fallada tan pronto como el arco secundario se extingue.

II.2.- MECÁNICA DEL RECIERRE MONOPOLAR

El disparo monopolar ocurre cuando una falla de una fase a tierra en una línea de transmisión [13], supongamos trifásica, es librada con sólo la apertura de la fase fallada. Esto permite que las dos fases energizadas continúen llevando potencia durante el periodo de interrupción; de esta forma se reduce la severidad del disturbio y puede ser mantenida la estabilidad de la red eléctrica interconectada.

En la figura II-1 se ilustra una falla de fase C a tierra, con operación del esquema de disparo y recierre monopolar, con la apertura de únicamente la fase fallada.

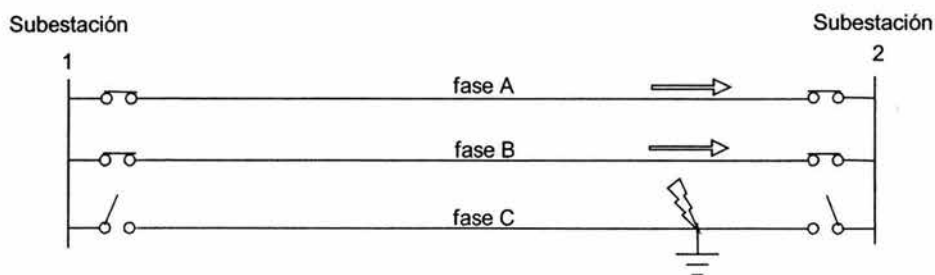


Figura II-1.- Operación del esquema de disparo y recierre monopolar al presentarse falla de fase C a tierra. Se observa que por las fases no falladas continúa el flujo de potencia.

Durante la operación del recierre monopolar, la fase fallada es librada por la operación de los interruptores en ambos extremos, con la subsecuente extinción del arco primario. Esta sola operación, podría no prevenir que el arco continúe.

Existe un arco secundario inducido en la fase fallada, debido al acoplamiento capacitivo e inductivo de las dos fases que continúan energizadas, el cual se extinguirá después de cierto tiempo.

Para las fallas transitorias de una fase a tierra, el recierre monopolar, ayuda a mantener la estabilidad transitoria en los sistemas de transmisión [14]; cuando el recierre falla, y nuevamente la línea cierra bajo falla, se presenta un impacto torsional en las flechas de los generadores, cuando la línea en cuestión se encuentra cerca de generación. Algunos beneficios del esquema de recierre monopolar son:

- Se reducen los requerimientos de controles discretos de estabilidad en la transmisión, tales como valvuleo rápido, freno dinámico y disparo automático de carga y/o generación.
- Se evita la necesidad de adicionar la operación de más líneas de transmisión, así como incrementos de generación, cuando se presenta retraso en la normalización de la red.
- Según la literatura técnica, en algunos países se eliminan los hilos de guarda en líneas de transmisión, obteniéndose un ahorro en la construcción [14], [16].
- Se reduce el riesgo de disparos en cascada, por contingencias múltiples.
- Se incrementa la disponibilidad de las líneas de transmisión.

La operación exitosa del recierre monopolar en líneas largas de extra alta tensión, requiere y depende de medios de extinción rápida de la corriente de arco secundario (I_s). La corriente de arco secundario, fluye en la trayectoria de la corriente de falla primaria y es resultado del acoplamiento electrostático y electromagnético entre la fase abierta y las dos fases que continúan energizadas.

Para contribuir a un recierre monopolar exitoso, la corriente de arco secundario y la relación del incremento de la tensión de recuperación, se deben encontrar en niveles aceptables.

Se han desarrollado varios esquemas para ese propósito. Los más comunes son:

a) esquema de reactor simple de cuatro piernas, b) esquema de reactor modificado de cuatro piernas y c) interruptores a tierra de alta rapidez.

Un esquema de reactor simple de cuatro piernas en líneas correctamente transpuestas, reduce la corriente de arco secundario y contribuye a un recierre monopolar exitoso.

II.3.- USO DE RELEVADORES DE PROTECCIÓN PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL RECIERRE MONOPOLAR

Actualmente, gran parte de los equipos de protección son microprocesados y multifunción, es decir, un solo aparato consta de varias funciones de protección, entre ellas la protección de línea, la cual puede incluir la función de recierre monopolar.

II.3.1.- Requerimientos del equipo asociado para la aplicación del esquema de recierre monopolar

- 1) Un equipo de protección, que sea capaz de seleccionar y disparar únicamente la fase fallada para fallas monofásicas a tierra.
- 2) Los interruptores de la línea de transmisión deben tener independencia de operación en cada polo y deben ser capaces de ejecutar un consecuente disparo y recierre monopolar en forma adecuada.

Se deben considerar los efectos del acoplamiento electrostático y electromagnético entre las fases que continúan energizadas y las líneas paralelas; pues este fenómeno tiende a mantener una corriente de arco secundario (I_s) en la trayectoria del arco primario, lo cual podría evitar un recierre exitoso.

La tensión de recuperación (Tr), aparece tan pronto como la trayectoria del arco secundario se extingue. La magnitud de la Tr y/o su rango de incremento pueden iniciar un re-encendido, el cual podría evitar un recierre exitoso.

II.3.2.- Disparo selectivo de la fase y recierre

De la referencia [15] tenemos que un esquema de protección, utilizado para el disparo y recierre monopolar actúa de la siguiente forma:

- Cuando ocurre una falla de una fase a tierra, en una línea en operación normal, la fase fallada es disparada y recerrada automáticamente, después de un determinado tiempo muerto en ambos extremos. Si el recierre ocurre cuando el arco secundario es extinto, y la falla es librada, todo se restablece. Si el polo recierra cuando el arco prevalece en la línea; es decir, la trayectoria del arco no se ha ventilado, los tres polos son disparados y no se efectúa la acción del recierre.
- Cuando aparece en una línea una falla que involucra a varias fases, los tres polos son disparados.
- Cuando se energiza una línea "muerta", es decir una línea que se encontraba fuera de servicio, si se presenta cualquier tipo de falla, disparará en forma tripolar.

En general, un esquema de protección selectivo, que emplea disparo de fases, envía una señal de apertura a solo la fase fallada y deja las fases no falladas en servicio.

II.3.2.1.- Lógicas de operación del relevador de protección implementado con recierre monopolar.

Para que se produzca disparo tripolar:

De la referencia [16] tenemos que el relevador aplicado para el esquema de protección monopolar, debe tener las siguientes lógicas para iniciar el disparo tripolar y bloquear el recierre automático:

Lógica del bloqueo por oscilación: Previene al esquema de disparo durante condiciones de oscilación.

Lógica de detección de cierre con falla: Detecta falla cuando el interruptor se está cerrando.

Lógica de detección de falla multi-fases: Detecta fallas en varias fases

Lógica de detección de falla envolvente: Detecta falla en una fase, involucrando otra fase durante el tiempo muerto del recierre.

Para que se produzca disparo monopolar:

Una vez que la protección de línea detecta la falla de una fase a tierra en la línea de transmisión, es función del esquema de disparo monopolar seleccionar y enviar la señal de apertura de la fase fallada. Se deben considerar algunas circunstancias bajo las cuales la aplicación del esquema de disparo y recierre monopolar podría tener dificultad para operar exitosamente:

- Cuando por la línea de transmisión fluye una cantidad alta de potencia
- Cuando existen líneas paralelas, debido al acoplamiento mutuo de las líneas adyacentes.

Verificación por pruebas

Las pruebas del modelo de línea por simulaciones digitales o analógicas son necesarias para verificar su comportamiento. Es necesario que las pruebas de fabricación sean también en los sistemas completos de protección y sus componentes para juzgar el comportamiento sobre un rango ancho de condiciones de prueba, tales como demandas de carga máxima y mínima fuente de impedancia, reactores en compensación paralelo y compensación serie.

II.3.3.- Esquemas de protección utilizados en el recierre monopolar

Algunos de los esquemas de protección comúnmente aplicados, pueden ser seleccionados de acuerdo con la filosofía de los usuarios, en el entendido de que cada esquema podría tener tanto ventajas como desventajas.

II.3.3.1.- Relevadores de distancia

El tipo más común de protección para línea de transmisión, es el relevador de distancia, que está basado en la medida de la impedancia de secuencia positiva de la línea. La medición de la impedancia tiene muchas ventajas sobre otros conceptos y pocas desventajas. Los relevadores de distancia miden el comportamiento de los elementos en cuatro diferentes tareas:

- Detección de la zona de falla
- Discriminación direccional
- Discriminación de carga
- Selección de fase

Las decisiones de disparo son llevadas, generalmente a través de los circuitos lógicos, combinando información de varios elementos de medida. Un beneficio importante, es que en la detección de falla, la selección direccional de fase y la decisión de disparo se realiza por medio de la terminal de línea local.

La detección y medición del relevador están bien definidas para todo tipo de falla, y las condiciones de la impedancia de la fuente del sistema no afectan los ajustes del relevador, excepto cuando existen capacitores en compensación serie.

Anteriormente, el alcance de los relevadores de distancia de tierra resistivos estaba restringido por la carga máxima de la línea, por el método de polarización y la impedancia de la línea, sin embargo, los relevadores de distancia de tierra modernos, tienen características circulares así como otras características compuestas, cuya capacidad de alcance resistivo para fallas de fase a tierra se ha incrementado. Estas características permiten una mejor discriminación entre la carga máxima y la impedancia de falla.

Las funciones de distancia de fase pueden operar debido a fallas de fase a tierra. Estas condiciones ocurren cuando las impedancias del sistema de secuencia cero, son relativamente menores a la impedancia de secuencia positiva del sistema (ambas vistas en el punto de la falla). Se deben hacer consideraciones para bloquear las funciones de distancia de fase de un disparo en falso para una falla de fase a tierra cercana, un método es utilizar una señal de restricción que es proporcional a la corriente de secuencia cero para supervisar las funciones de fase, este método, puede no ser satisfactorio para fallas remotas, si la corriente de secuencia cero es muy pequeña. Este tipo de supervisión puede también bloquear

las funciones de fase de inicio de un disparo trifásico durante el cierre de fallas de dos fases a tierra.

II.3.3.2.- Relevadores de comparación direccional

Los relevadores de comparación direccional, son comúnmente un esquema híbrido. Los tipos más comunes usan relevadores de distancia tipo direccional para detectar fallas de fase a fase y/o trifásicas. Se emplea una combinación de técnicas de medición de secuencias, positiva, negativa y cero, para detectar fallas de fase a fase o de fase a tierra. La medición de secuencia negativa o cero, es usada para obtener una mejor sensibilidad para fallas de fase a tierra con alta resistencia de falla. Fallas a tierra de alta resistencia, pueden ser detectadas a través de relevadores con lógica de comparación direccional, separados y, basados en corrientes de secuencia cero. El canal de comunicaciones esta compartido frecuentemente con el relevador de distancia piloto. De la referencia [16] tenemos que es común también complementar este esquema con un relevador sensible de sobrecorriente de tierra direccional con un largo retraso de tiempo (1-2 segundos), para respaldo de disparo por pérdida de comunicación con la finalidad de establecer una coordinación con los ajustes de los relevadores involucrados.

Existen métodos disponibles para eliminar o minimizar los efectos de la operación de las funciones de tierra, asociadas con las fases no falladas durante una falla de fase a tierra. Se pueden utilizar las componentes de corriente de secuencia negativa y cero para formar un selector de fase, a fin de minimizar el área de cobertura de la función asociada con las fases no falladas. Otra solución es, permitir el sobre alcance de las funciones de tierra para tomar prioridad sobre las funciones de sobre alcance de fase para prevenirlos de la inicialización del disparo trifásico.

II.3.3.3.- Relevadores de comparación de onda

Adicionalmente a la rapidez (alrededor de 1/4 de ciclo), una de las ventajas de los relevadores de comparación de onda viajera, es que actúan basados en los cambios de las tensiones de fase y las corrientes, eliminando las cantidades de pre-falla. La simplicidad del cambio de análisis, es comparada a los más complejos análisis de las componentes simétricas que pueden también incrementar la sensibilidad, debido a que todas las componentes simétricas están disponibles en las cantidades de fase. La capacidad de operar a los cambios (Δv y Δi) y no a la cantidad absoluta de tensión y corriente, mejora la confiabilidad. Esto elimina transitorios y saturación en los transformadores de corriente.

Debido a que los relevadores utilizan la falla generada en el transitorio y no pueden realizar una medición después del transitorio; el sistema requiere de respaldo, usualmente de un relevador de distancia más convencional.

II.3.3.4.- Relevadores de comparación de fase y diferenciales de corriente

Los relevadores de comparación de fase y diferenciales de corriente, requieren únicamente corriente de línea como señal de entrada. Una ventaja de este tipo de protección, es que resulta inherentemente inmune al disparo por oscilación de potencia o pérdida inadvertida de potencial. La desventaja es la dependencia del funcionamiento apropiado de las comunicaciones y la falta de respaldo remoto para fallas externas.

Existen tres tipos principales de sistemas de relevadores para proteger una línea de transmisión:

Relevadores de comparación de fase con excitación mezclada: Estos relevadores utilizan un filtro de componente de secuencia de una fase, para combinar las corrientes de las tres fases dentro de una señal monofásica, la cual es comparada con una señal similarmente combinada de la terminal (o terminales) del extremo remoto. Los sistemas de excitación mezclados, no se pueden aplicar con relevadores para disparo monopolar, debido a que el arreglo de filtro de secuencia no identifica la fase fallada. Para contar con un relevador para disparo monopolar, se debe adicionar una lógica de selección de fase.

Si los selectores de fase son sólo de tipo corriente, la operación de los esquemas depende, de tener fuentes confiables de corrientes de secuencias negativas y cero en ambas terminales de la línea, en la que los filtros de secuencia podrían desarrollar una salida cero para ciertas combinaciones de capacitores y gaps, primordialmente para "puntos ciegos" en la protección.

Relevadores de comparación de fase segregada: Estos tipos de relevadores usan tres sistemas, uno por cada fase. Los sistemas de comparación de fase segregada son selectores de fase y pueden operar correctamente para fallas en otra fase durante el tiempo muerto del recierre. También son inmunes a los problemas de fallas envolventes en líneas paralelas. Puede ser detectada alimentación débil o "weak in-feed" y algunas condiciones de alimentación externa "out-feed", para fallas internas, pueden ser detectadas con comparación de fase segregada usando la técnica de llaveo del permisivo para comparación direccional. Se puede adicionar un cuarto sub-sistema en el circuito neutro para proveer disparo de tres fases en fallas a tierra de alta impedancia.

Relevadores de corriente diferencial: Pueden ser de fase segregada y/o de sumatoria de señales de transformadores de corriente, para llevar a cabo una operación y cantidades de restricción. Los relevadores diferenciales de fase segregada son capaces de realizar el disparo monopolar. Los valores de corriente son transmitidos a la terminal remota vía canal óptico, carrier o micro ondas. La cantidad de operación es el vector suma de las corrientes por fase.

II.3.3.5.- Líneas de doble circuito

En áreas de una red, en la cual ocurre la transferencia de grandes bloques de potencia en circuitos dobles de líneas de extra alta tensión, es decir dos circuitos en una misma estructura; (considerando la figura II-2) supongamos que ocurre una falla en la fase A de la línea 1; y al mismo tiempo una falla en la línea 2, en una fase diferente (por ejemplo la B), podría iniciar serios problemas de estabilidad, en caso de que la falla culminara con un disparo trifásico de ambas líneas.

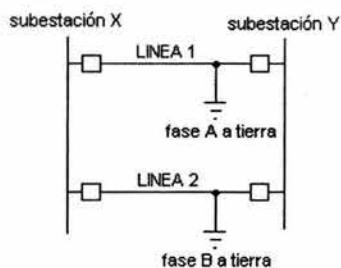


Figura II-2.- Línea de Extra Alta Tensión con doble circuito en la que se presenta una falla en la línea paralela en fase diferente

Para este tipo de condición, se debe considerar el uso de funciones de distancia de tierra, que están diseñadas para no operar con fallas de doble línea a tierra, canales de comunicación múltiples y esquemas de lógica apropiada para reconocer el tipo de falla y de esta manera, iniciar el disparo correcto.

II.3.3.6.- Consideraciones de redundancia y relevadores de respaldo

La función de protección de respaldo, implica el uso de un segundo sistema o esquema de relevadores primarios y doble bobina de disparo. Pueden ser utilizados dos sistemas de falla de interruptor locales. Así mismo, se debe considerar falla en el recierre monopolar; por ejemplo, si el polo abierto en la fase fallada no recierra.

Falla de interruptor

La protección de falla de interruptor (BF) en presencia de un esquema para disparo y recierre monopolar, es más compleja que el respaldo asociado con el disparo tripolar.

La mayoría de los esquemas de falla de interruptor, verifican el tiempo que se mantiene la corriente de falla para determinar si los polos del interruptor han abierto. En un esquema de disparo monopolar, únicamente el polo del interruptor asociado con la fase fallada disparará, mientras las otras dos fases restantes

permanecerán cerradas. La corriente de carga en las fases no falladas podría estar cerca del valor de operación de la lógica del esquema de falla de interruptor. El efecto en el comportamiento del esquema de BF se debe considerar cuando una falla de una fase a tierra involucra a otra u otras fases.

II.3.3.7.- Evaluación de corriente desbalanceada durante condiciones de fase abierta

Cuando una sola fase de una línea de transmisión se abre por acción de sus interruptores, la corriente de carga continuará fluyendo a través de las otras dos fases. El desbalance genera corrientes y tensiones de secuencia negativa y cero. En estas condiciones, sus efectos deben de ser cuidadosamente analizados.

En este caso, los generadores cercanos a la línea de transmisión podrían tener corriente de secuencia negativa de magnitud elevada. Por otra parte, la corriente de secuencia cero también tendrá valor alto en sus circuitos característicos, por ejemplo; la delta del terciario de un auto transformador. También en líneas de transmisión adyacentes, los relevadores direccionales de secuencia negativa y cero, con suficiente señal de polarización, podrían operar, a menos que estén adecuadamente coordinados.

II.3.3.8.- Recierre

La lógica utilizada por los relevadores de recierre para disparo monopolar, es de origen diferente a la usada para el disparo tripolar. Se deben tener diferentes ajustes de tiempo muerto para fallas de una fase a tierra que para fallas multi-fase. Es también deseable que el esquema sea capaz de seleccionar el recierre que podría ocurrir después de una falla multi-fase o disparo tripolar. En algunos esquemas convencionales de recierre se utiliza un modo selector.

Algunos esquemas de recierre utilizan recierre adaptivo, es decir el esquema de recierre verifica la extinción del arco secundario, antes que la fase recierre. Un recierre monopolar debería aplicarse siempre antes de un disparo tripolar, el cual se utilizará si la falla persiste.

En las aplicaciones para el arreglo de barra de interruptor y medio, se requieren consideraciones especiales para el recierre; pues podría disparar un interruptor en forma tripolar y el otro en forma monopolar.

CAPÍTULO III

Corriente de arco secundario y tensión de recuperación, durante la operación del recierre monopolar

Si una falla de fase a tierra no es sólida, entonces el trayecto de la corriente de falla se establece a través de un arco y es llamada corriente de arco primario o principal [17].

La corriente de arco secundario (I_s), es la suma de dos corrientes derivadas del acoplamiento electrostático (I_{sc}) y electromagnético (I_{sm}), de las dos fases que permanecen energizadas y de las líneas adyacentes, si las hay, después de que la corriente de arco primario es librada por medio de los interruptores de la línea. Si el arco secundario no se extingue, entonces podría no existir un recierre exitoso.

Por otra parte, la tensión de recuperación (T_r), es aquella que aparece aplicada en la fase abierta, tan pronto como el arco secundario se extingue y su magnitud es directamente proporcional a la tensión de la línea.

De la referencia [18] tenemos que si la corriente de arco secundario no excede de 18 Amperes se cuenta con alta probabilidad de lograr un recierre monopolar exitoso.

En este capítulo se indican algunos métodos utilizados para la neutralización de la corriente de arco secundario.

III.1.- CAUSAS QUE DETERMINAN LA MAGNITUD DE LA CORRIENTE DE ARCO SECUNDARIO Y LA TENSIÓN DE RECUPERACIÓN

Pruebas que se han realizado con descargas por impulsos de alto valor por rayos, tanto en campo como en laboratorio [18], muestran que las descargas, tanto solas como múltiples, no afectan el tiempo muerto requerido en el recierre monopolar, en vista de la brevedad de su duración y la rápida recuperación de la rigidez dieléctrica en la trayectoria del rayo.

El viento juega un papel importante en la recuperación del dieléctrico. Las observaciones durante varios años, en otros países, por estaciones meteorológicas, con la asistencia de aspas para medición de la velocidad del viento, colocadas a una altura de 5 a 10 metros sobre el nivel de la tierra; muestran que la rapidez más probable del viento, debería ser considerada dentro del intervalo de 2-10 m/seg, según la referencia [18].

Durante la operación de un recierre monopolar, como un resultado de los acoplamientos electrostático y electromagnético de la fase desconectada con las

fases que continúan en operación, el canal de descarga es proporcionado por la constitución del arco secundario, por lo tanto, el tiempo muerto mínimo, es determinado, en primera instancia; por la corriente de arco secundario de la fase desconectada. También se deben de considerar la tensión de la línea y la rapidez del viento.

En pruebas de laboratorio, en otros países [8], en un modelo con una corriente de cortocircuito de 0.9 kA y una corriente de carga de 6 A, se mostró que con un incremento en la duración del cortocircuito de 0.01 a 0.05 seg, el tiempo de combustión del arco se incrementa a 0.15 - 0.18 seg. Pero con un incremento en la duración del cortocircuito de 0.05 a 0.2 seg el tiempo de combustión del arco no se incrementa, sino que decrece. Consecuentemente, con una pequeña corriente de carga el arco tenderá a extinguirse pronto.

Si la corriente de carga es suficientemente alta, y la duración de la alimentación del arco excede el tiempo de recuperación del dieléctrico (el canal del arco de cortocircuito), el comportamiento del arco dependerá de su temperatura y efectos dinámicos.

Según la referencia [19] en algunos países, cuando se utilizan capacitores serie en una línea de transmisión donde se aplica el disparo y recierre monopolar; existen básicamente dos métodos para eliminar la descarga de la componente de corriente de los capacitores durante el proceso de recierre; un método es poner con corto circuito los capacitores serie en ambas terminales de la fase fallada al momento de ocurrir la falla, el otro método consiste en adicionar una resistencia en paralelo con el capacitor la cual se conectará automáticamente al momento de la falla en la fase correspondiente.

III.2.- CÁLCULO DE LA CORRIENTE DE ARCO SECUNDARIO

La corriente de arco secundario (I_s), en una línea de transmisión simétrica y adecuadamente transpuesta, es básicamente el fasor, suma de dos corrientes mantenidas por acoplamiento electrostático (I_{sc}) y electromagnético (I_{sm}) de las dos fases energizadas, y se representan así:

$$I_s = I_{sc} + I_{sm} \quad (1-III)$$

III.2.1.- Cálculo de la corriente de arco secundario, por medio del acoplamiento electrostático

De la referencia [16] tenemos que el cálculo de la corriente de arco secundario, por medio del acoplamiento electrostático en una línea de transmisión, simétrica y adecuadamente transpuesta fue desarrollado por Kimbark y Knudsen casi simultáneamente; la figura III-1, representa una línea con estas características con la fase A, abierta con una capacitancia C_{Δ} , entre cada par de fases y una

capacitancia C_G de cada fase a tierra. La fase A hacia tierra es representada por SW_F

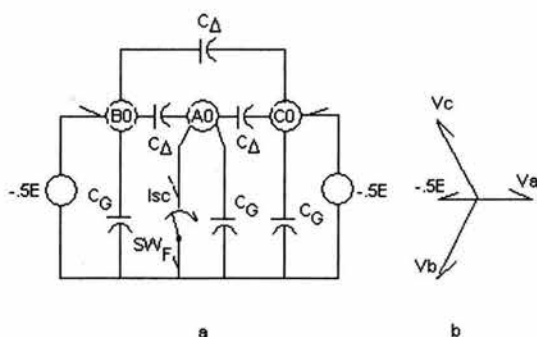


Figura III-1.- Diagrama de acoplamiento electrostático de una línea de transmisión, simétrica y adecuadamente transpuesta

El fasor de tensión efectiva es mostrado en la figura III-1b. El circuito equivalente de Thevenin, derivado de la figura III-1, es mostrado en la figura III-2a

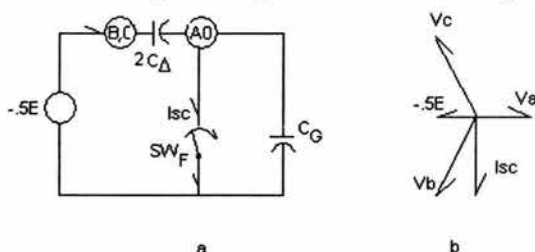


Figura III-2.- Acoplamiento electrostático. Diagrama equivalente de Thevenin de una línea de transmisión, simétrica y adecuadamente transpuesta.

La magnitud del arco secundario, debido al acoplamiento electrostático está en proporción directa con la tensión de la línea y la longitud de ésta. Por inspección, de la figura III-2a con SW_F cerrado:

$$I_{sc} = -5E \times \frac{1}{1 - j\omega 2C\Delta} = Ej\omega C\Delta \quad (2-III)$$

Según la referencia [18], tenemos que si la corriente de arco secundario no excede de 18 Amperes se cuenta con alta probabilidad de lograr un recierre monopolar exitoso. Las relaciones de fase entre las tensiones de fase efectivos e I_{sc} , son mostradas en la figura III-2b.

III.2.2.- Cálculo de la corriente de arco secundario, vía acoplamiento electromagnético

Cuando la línea de transmisión está equipada con reactores en paralelo, se presenta una componente de corriente de arco secundario, inducida por el acoplamiento electromagnético de las fases no falladas.

En la figura III-3, se muestra el diagrama simplificado de la corriente de arco secundario (I_{sm}), por el acoplamiento electromagnético a la fase abierta A.

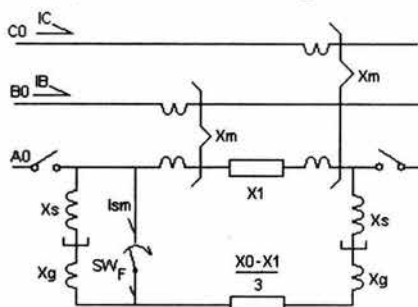


Figura III-3.- Diagrama de acoplamiento electromagnético de una línea de transmisión, simétrica y adecuadamente transpuesta.

Los cálculos precisos de I_{sm} , requieren de estudio con un programa de transitorios electromagnéticos, debido al hecho de que la inducción mutua es la suma de muchas variables dinámicas, involucrando las corrientes de línea que fluyen en las fases, la carga de las líneas adyacentes, el método de extinción de arco secundario, etc.

III.3.- CÁLCULO DE TENSIÓN DE RECUPERACIÓN

Según la referencia [16] tenemos que la magnitud de la tensión de recuperación (Tr), es directamente proporcional a la tensión de la línea y a los valores relativos de $C\Delta$ y C_G . Consecuentemente, Tr no varía con la longitud de la línea.

Por inspección de la figura III-2a, la tensión de recuperación (Tr) en la fase A cuando SW_F abre es:

$$V_r = -0.5E \times \frac{1 - j\omega C_G}{(1 - j\omega 2C\Delta) + (1 - j\omega C_G)} \quad (4-III)$$

$$V_r = -E \times \frac{C\Delta}{2C\Delta + C_G} \quad (5-III)$$

La referencia [16] nos indica que los valores típicos de Tr , son del 10-25% de tensión de la línea sin reactores en paralelo. Y de la referencia [19] tenemos que en líneas de transmisión en 500 kV sin reactores en paralelo se ha llegado a tener una tensión de recuperación de 43.1 kV raíz media cuadrática (rmc).

Si los reactores sólidamente conectados a tierra, son utilizados en líneas con compensación paralelo; reducen la capacitancia efectiva de C_G , sin afectar C_Δ . Para líneas con compensación paralelo, donde C_G representa menos de la mitad de la carga total de la línea en MVAR, los reactores en paralelo podrían realizar una compensación adicional C_G . En estos casos, la impedancia efectiva de fase a tierra, es inductiva y la tensión de recuperación podría exceder la línea normal a la tensión de neutro, limitado por la saturación de los reactores en paralelo.

III.4.- NEUTRALIZADORES DE FALLA A TIERRA

El neutralizador de falla a tierra se utiliza en una línea de transmisión con la finalidad de disminuir la corriente de arco secundario cuando se determina que puede poner en riesgo la operación correcta del DRM.

III.4.1- Bobina de Petersen

El reactor de neutro, es uno de los elementos auxiliares en la operación del disparo y recierre monopolar, cuyo fin es reducir la corriente de arco secundario, de la fase fallada; su antecedente histórico es la bobina de supresión de arco, inventada en 1916 por W. Petersen.

En algunos países existe deficiencia en la terminología utilizada para dispositivos que trabajan bajo el principio del invento de Petersen, por lo que en los Estados Unidos de Norteamérica, se introdujo la denominación "neutralizador de falla a tierra", la cual resulta suficientemente general y cubre la función de los dispositivos durante fallas a tierra; no obstante, en este capítulo se emplearán también otros términos de uso común como "bobina de supresión de arco", "bobina de compensación" o "bobina de Petersen".

A grandes rasgos, la bobina de Petersen tiene la función de compensar la corriente capacitiva, provocada por falla de fase a tierra en una pequeña red, a través de su inductancia y se conecta entre el neutro de la estrella y tierra.

III.4.1.1- Análisis de una red con neutro aislado

En una red con neutro aislado (por ejemplo, un transformador de potencia con devanados conectados en estrella y línea de transmisión aérea), los conductores tienen capacitancia entre ellos y hacia tierra [20]; estas condiciones normales se muestran en la figura III-4 (a), donde las corrientes capacitivas que circulan en cada fase, se encuentran balanceadas, y no existe diferencia de potencial entre el punto neutro del equipo y las capacitancias. Se considera que las tres fases tienen una capacitancia del mismo valor con respecto a tierra, y el potencial de tierra coincide con el centro de la delta.

De la referencia [20] tenemos que cuando en esta red se presenta una falla sólida y sostenida de la fase A hacia tierra, ver figura III-4 (b), el neutro cambia de posición; de estar en el centro de la delta, pasa ahora al punto en el que se encuentra la fase A. El punto central de la estrella de la red (en este caso el neutro

de la estrella del devanado del transformador de potencia), tendrá con respecto a tierra una tensión U_m , de un valor igual a la tensión de fase a tierra.

Los conductores no fallados, que en condiciones normales tienen una tensión de fase a neutro, incrementan su tensión a un valor equivalente al que se tendría si se midiera entre fase y fase, es decir, un valor igual a $\sqrt{3} U_m$.

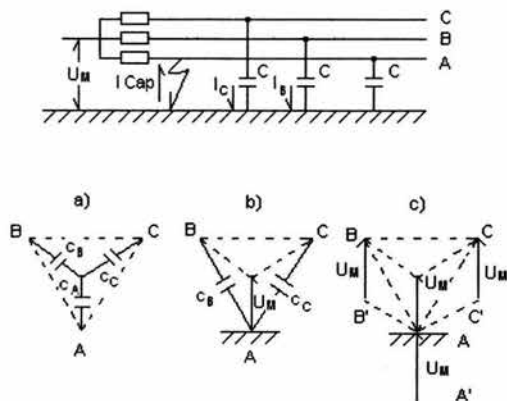


Figura III-4.- Proceso de falla de una fase a tierra en una red con neutro aislado

- a).- Red en condiciones normales
- b).- Falla de la fase A hacia tierra
- c).- Representación esquemática de falla de fase A hacia tierra

De esta manera, permanece la tensión de la delta entre los tres conductores en forma constante. Durante el proceso de falla de fase A, hacia tierra, fluyen a tierra las corrientes capacitivas I_b e I_c , de los conductores no fallados y regresan sumadas vectorialmente a través del punto de falla, como una corriente de falla a tierra (I_{cap}), según se muestra en la figura III-4. Si representamos como U_m la tensión existente entre el neutro de la estrella y tierra, y como C la capacitancia a tierra de una de las fases, e incluimos la impedancia capacitiva de la red, sin considerar la resistencia, tenemos:

$$Z = \frac{1}{C \cdot \omega} \quad ;$$

El valor de la corriente de falla será:

$$I_{cap} = \frac{3U_m}{Z}, \quad I_{cap} = 3\omega(C) \cdot U_m$$

Este proceso se representa en la figura III-4(c) al trasladar el vector correspondiente a la tensión de fase a neutro y agregar los vectores de tensión A' , B' y C' .

III.4.1.2.- Comportamiento de la bobina de compensación al ocurrir falla sostenida de una fase a tierra

Cuando se tiene conectada una bobina de compensación entre el neutro de los devanados de un transformador y tierra, sintonizada adecuadamente con la capacitancia del sistema, al ocurrir una falla de una fase a tierra, la corriente inductiva que circula a través de la bobina, es igual a la corriente capacitiva de falla, por lo que ambas corrientes se neutralizan; de esta manera, en el punto de falla a tierra no existirá circulación de corriente.

En la operación de la red eléctrica, se tiene una adecuada neutralización, aun cuando el valor de la inductancia no sea exactamente igual a la capacitancia. De la referencia [20] tenemos que en redes eléctricas con alta tensión, está permitido obtener del 3 al 4% de inexactitud en la compensación.

En la figura III-5 (a), se muestra una red bajo condiciones de falla de fase A, hacia tierra, la corriente inductiva I_L de la bobina L , contrarresta la corriente capacitiva I_C de la línea.

En la figura III-5 (b), se muestran vectorialmente las tensiones de la red en condiciones normales de operación.

En la figura III-5 (c), se observa la red con falla de fase A, hacia tierra.

En la figura III-5 (d), se indica vectorialmente el restablecimiento de la red a condiciones normales, cuando es eliminada la falla.

En la figura III-5 (e), se muestra vectorialmente la red en su forma original de operación y con la espiral se indica el camino de retorno que siguió el neutro de la condición de falla a la operación normal de la red.

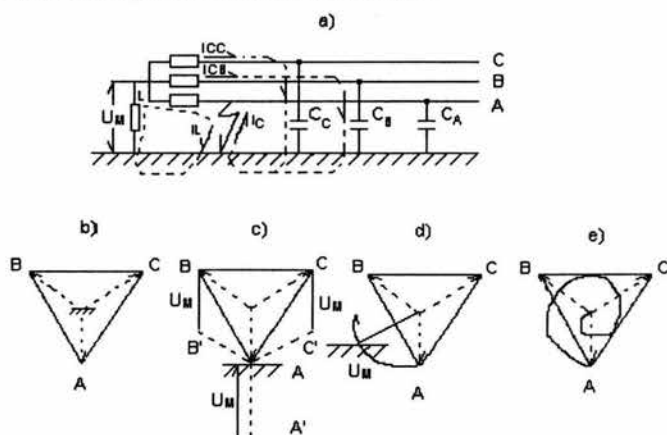


Figura III-5. – Proceso de falla de fase A hacia tierra en una red compensada
a).- Compensación de la capacitancia
b).- Red en condiciones normales
c).- Falla de fase A hacia tierra
d).- Restablecimiento de la red a condiciones normales
e).- Trayectoria que siguió el neutro hasta condiciones normales

El invento de Petersen se basa en el principio el cual indica que al presentarse dos corrientes de falla de igual magnitud y signo opuesto, se neutralizan. Este principio se cumple cuando la corriente de falla capacitiva y la corriente inductiva de una magnitud apropiada se suman [21].

Con la finalidad de neutralizar la corriente de falla capacitiva, se podría utilizar un sistema como el mostrado en la figura III-6 (a), donde se muestra un reactor en paralelo con la capacitancia a tierra para cada fase, produciéndose de esta forma un efecto neutralizador; sin embargo, este arreglo no es una solución económica, debido al empleo de varios reactores.

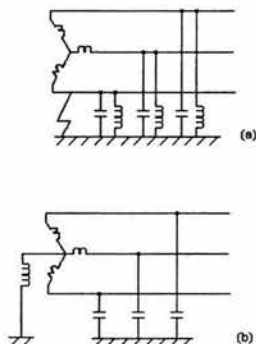


Figura III-6.- Conexión a tierra resonante por medio de:
a).-Dispositivo de tres fases
b).-Reactor de neutro

En la figura III-6(b), se muestra un arreglo de conexión a tierra, a través de un reactor con la finalidad de neutralizar la corriente de falla capacitiva. Este reactor de neutro es una aplicación superior del principio de la bobina de Petersen.

Ambas soluciones fueron proporcionadas por Petersen, en su patente alemana fundamental N° 304823.

III.4.1.3.- Distribución de la corriente capacitiva en una falla a tierra

Cuando se presenta una falla de fase a tierra en un sistema eléctrico, el disturbio se caracteriza por la existencia de componentes de secuencia cero de corriente y tensión.

La figura III-7, muestra el flujo de las componentes de corriente en un sistema trifásico sujeto a una falla a tierra cerca de la fuente. La distribución real de la corriente, se obtiene superponiendo la corriente de falla en la distribución balanceada presente en la operación normal. Si examinamos la parte derecha de la línea punteada de la figura III-7, se observa que las corrientes en los tres conductores pasan a través de las capacitancias a tierra. Ellas constituyen las componentes de secuencia cero, incluyendo tres corrientes iguales en magnitud y fase, cada una representa un tercio de la corriente de falla a tierra del sistema. Es

importante observar que está presente una componente de corriente, en todos los conductores, incluyendo la fase fallada, donde se requiere cancelar la corriente de alimentación del estado original, es decir, sin disturbio.

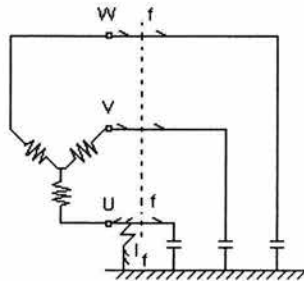


Figura III-7.- Distribución de la corriente adicional en una falla a tierra

Si analizamos la fuente de la figura III-7, se muestra que la corriente de falla I_f regresa hacia el sistema, debido a que la falla se encuentra muy cerca de la fuente, un tercio de I_f saldrá por la rama hacia la derecha (hacia la capacitancia a tierra). Las otras dos terceras partes van a los devanados de la fuente, formando una carga monofásica para las máquinas y transformadores.

Para alimentar la falla de una fase a tierra, el generador produce la corriente monofásica que pasa a través del transformador de alimentación.

Los generadores se encuentran expuestos a esfuerzos debidos a componentes de secuencia negativa que producen calentamiento en partes metálicas del rotor. Una característica muy conocida en algunas centrales de generación, es el zumbido de los generadores conectados al sistema eléctrico que operan con una fase conectada a tierra, con el consecuente daño al equipo.

III.4.1.4.- Centro eléctrico

A continuación, se establece el concepto general de Centro Eléctrico, el cual toma en cuenta la configuración de un esquema equivalente a un circuito polifásico con "n" conductores, según la referencia [21].

Considerando un número "n" de conductores de un circuito polifásico conectados, cada uno a tierra por medio de un vector de admitancias y_1 a y_n , existe un punto S (no necesariamente físico y generalmente no coincide con el punto neutro 0), con una admitancia equivalente $\sum y_i$, el cual puede operar para cualquiera que sea el nivel de potencia del sistema. El centro eléctrico está definido por el punto S. La definición matemática correspondiente para S, es:

$$\sum_1^n iV_{is}y_i = 0 \quad (6-III)$$

Donde V_{is} es el vector tensión del conductor i referido a S. Al aplicar una tensión V_{se} entre S y tierra, la tensión del conductor a tierra está determinado por:

$$V_{ie} = V_{is} + V_{se} \quad (7-III)$$

Esto implica:

$$\sum_1^n iV_{ie}y_i = \sum_1^n iV_{is}y_i + V_{so} \sum_1^n iy_i \quad (8-III)$$

El primer término del lado derecho, desaparece, debido a la definición (6-III), el resto, representa la expresión matemática del teorema siguiente:

$$\sum_1^n iV_{ie}y_i = V_{se} \sum_1^n iy_i \quad (9-III)$$

El lado izquierdo es la suma de todas las componentes de corriente enviadas a tierra, bajo la influencia de los potenciales de los conductores, el lado derecho es una corriente equivalente, saliendo del centro eléctrico por medio de la combinación de todas las admitancias.

Podemos sustituir varias admitancias y_i , por una sumatoria de admitancias Σy_i , entre las terminales del sistema y tierra, conectada con el centro eléctrico, el cual no es un punto físico en el sistema. La sumatoria de admitancias, podría también conectarse al punto neutro 0. Aplicando la tensión V_{so} entre S y 0 tenemos: $V_{so} + V_{oe} = V_{se}$, complementando de esta forma el lado derecho de la ecuación 9-III.

En la figura III-8, se ilustra lo anterior; el interruptor indica la conexión sólida a tierra del neutro.

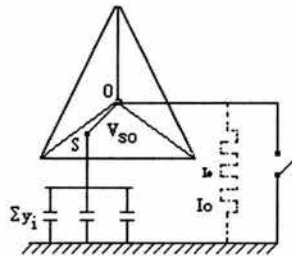


Figura III-8.- Desplazamiento del neutro por inyección de tensión

Con el interruptor en la posición de abierto, se representa correctamente la condición con el neutro flotante. S permanece con potencial de tierra, mientras 0 se incrementa a V_{so} . Al cerrar el interruptor, el neutro 0 se fija al potencial de tierra, S crece hasta V_{so} y una corriente $V_{so}\Sigma y_i$, circula entre neutro y tierra. Esto se verifica determinando el intercambio total de corriente entre todas las terminales y tierra por un neutro conectado sólidamente a tierra: las tensiones aplicadas en las admitancias, son ahora las tensiones de fase a neutro V_{io} y la corriente resultante a tierra es $\Sigma V_{io}y_i$, y es debido a que $V_{io} = V_{is} + V_{so}$ podría dividirse en $\Sigma V_{is}y_i +$

$V_{so}\Sigma y_i$. El primer término es cero de acuerdo a la definición (6-III), y el término restante es exactamente la corriente del circuito equivalente de la figura III-8.

De la referencia [21] tenemos que el circuito equivalente de la figura III-8 nos da un método para determinar V_{oe} de un sistema, y de esta forma, el nivel de potencial de cada terminal para ambos casos extremos: neutro completamente aislado y neutro con conexión sólida a tierra.

III.4.1.5.- Características del neutralizador de falla a tierra

La figura III-9, muestra el circuito equivalente fundamental, para un sistema con una falla sostenida a tierra en una de las fases. Como se ha visto antes, la interacción entre los conductores del sistema y tierra son representados por las tres (o más generalmente n), capacitancias a tierra. Aparece una reactancia conectada a tierra $X_e = \omega L_e$, en paralelo con las capacitancias.

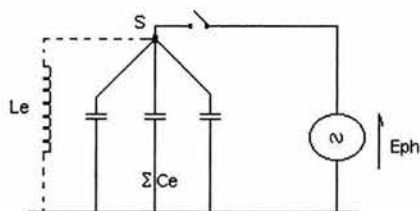


Figura III-9. - Circuito equivalente para dispositivos neutralizadores de fallas a tierra

Una falla en una de las terminales implica que el punto neutro aumenta a una tensión cercana a la tensión de fase a neutro del conductor fallado. Se observa en la figura III-6 que la reactancia conectada a tierra toma una corriente:

$$I_x = \frac{E_{ph}}{X_e} = \frac{E_{ph}}{\omega L_e}$$

Mientras que la corriente capacitiva está dada por:

$$I_c = E_{ph} \Sigma \omega C_e$$

Para satisfacer la condición:

$$\omega L_e = \frac{1}{\Sigma \omega C_e} \quad (10-III)$$

Las corrientes que van del sistema hacia las capacitancias, por una parte y hacia el reactor de neutro, por otra parte, se neutralizan mutuamente.

De la referencia [21] tenemos que la ecuación 10-III, es la expresión matemática de la regla de Petersen, en la que se conecta a tierra el reactor y se encuentra

sintonizado con la capacitancia del sistema; para neutralizar el efecto de la corriente de intercambio entre el sistema y tierra, la reactancia de compensación se debe conectar entre el centro eléctrico S y tierra. En la práctica, la conexión se realiza entre neutro y tierra.

El centro eléctrico del sistema, se considera conectado a tierra a través de una reactancia $X_e = \omega L_e$

III.4.1.6.- Extinción de arcos de falla a tierra con neutralizadores

Durante una falla a tierra, el sistema trabaja bajo esfuerzo. La naturaleza de la falla determina el cambio de tensión E_o , aplicado en el neutro, el cual podría asumir cualquier valor entre cero y E_{ph} . El esquema mostrado en la figura III-9, nos permite analizar la energía electrostática almacenada en cualquier instante. De la referencia [21] tenemos que:

$$\frac{1}{2} \Sigma C_e (E_o \text{ sen } \omega t)^2$$

Al mismo tiempo, el reactor conectado a tierra toma una corriente $\frac{E_o}{\omega L_e} \cos \omega t$ con la energía electromagnética:

$$\frac{1}{2} \frac{1}{\omega L_e} (E_o \cos \omega t)^2$$

Por lo tanto, la energía instantánea total de la componente de secuencia cero es:

$$W = E_o^2 \frac{\Sigma C_e}{2} (\text{sen}^2 \omega t + \cos^2 \omega t \frac{1}{\omega^2 L_e \Sigma C_e})$$

ó

$$W = E_o^2 \frac{\Sigma C_e}{2} (1 - \delta \cos^2 \omega t),$$

Donde:

$$\delta = \frac{I_{res,x}}{I_e} = 1 - \frac{\omega L_e}{\Sigma \omega C_e} = 1 - \frac{1}{\omega^2 L_e \Sigma C_e}$$

Para un sistema perfectamente sintonizado ($\delta=0$), la energía de la componente de secuencia cero es constante. En el momento que cesa la falla sostenida a tierra, cierta cantidad de energía se transforma en energía electrostática y otra se transforma en energía electromagnética.

Las condiciones del circuito están definidas por la figura III-9 con el interruptor abierto y la tensión E_{ph} . L_e y ΣC_e , ahora forman los elementos de un circuito

oscilatorio, con los valores iniciales de I_L y E_c , fijados por las magnitudes existentes en el instante inmediato precedente a la interrupción. La frecuencia angular de las oscilaciones que inician ahora, son:

$$\omega f = \frac{1}{\sqrt{L e \Sigma C e}}$$

Para un sistema perfectamente sintonizado, tenemos: $\omega f = \omega$.

De la referencia [21] tenemos que el análisis del efecto de neutralizadores de falla a tierra en la interrupción de fallas, revela un comportamiento que nos recuerda la teoría del interruptor de línea, que dice: No solamente se reduce la corriente de interrupción como resultado de la separación del contacto con un arqueo, sino también se retrasa la creación de la tensión de re-encendido en una forma ideal, con lo que se obtiene un amplio margen de tiempo para la recuperación del dieléctrico.

III.4.1.7.- Transitorios en sistemas con neutralizadores de falla a tierra

Para sistemas conectados a tierra, a través de bobinas de supresión de arco, podemos hacer ciertas consideraciones cualitativas. Por medio de un tren de ondas viajeras, se descarga la capacitancia del conductor fallado y no se puede producir ninguna reacción con un dispositivo conectado a tierra de alta impedancia, pues en esta etapa los devanados del transformador de potencia no permiten paso a las ondas viajeras.

Cuando se ha establecido el transitorio de oscilación entre la capacitancia de las fases y la reactancia de cortocircuito de los transformadores de potencia, la reactancia del neutralizador de falla a tierra es demasiado alta para participar efectivamente en la oscilación.

Considerando la figura III-9, el inicio de una falla a tierra, puede ser representada por el cierre del interruptor de ese circuito. El reactor inicia su operación con corriente cero y la diferencia entre el valor de estado estable y el valor actual es cubierta por un transitorio entre el reactor y la fuente de alimentación; el cual, evidentemente consistirá de una componente de corriente directa amortiguada. De la referencia [21] tenemos que el factor de amortiguamiento α , depende de la resistencia efectiva r de la trayectoria de corriente directa, incluyendo la resistencia de falla y será:

$$\alpha = \frac{r}{L}$$

Ahora bien, si r fuera la misma para un transitorio de oscilación, el efecto de amortiguamiento podría llegar a ser 2 veces más grande, es decir:

$$T = \frac{1}{\alpha} = \frac{2Le}{r}$$

Donde T es la constante de tiempo de la oscilación amortiguada, utilizando una resistencia equivalente serie r.

En la figura III-10 se repite el arreglo fundamental de los elementos del circuito en forma condensada.

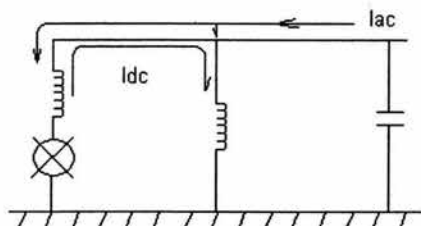


Figura III-10.- Trayectoria de la corriente del generador de transitorios en conexión a tierra en resonancia con una fase conectada a tierra

La rama de la izquierda representa la fuente de potencia para el análisis de transitorios, la que a la frecuencia nominal es reemplazada por un cortocircuito. Por medio de este diagrama se pueden realizar análisis para dispositivos conectados a tierra, así como para reactores con el neutro conectado a tierra, según se deduce del circuito equivalente de la figura III-9.

En cualquier instante que ocurra un transitorio de oscilación, debido a alguna falla de una fase a tierra, las amplitudes más altas de corriente directa ocurren para fallas a tierra, iniciadas en el paso por cero de la onda de tensión fundamental ($t_0 = \pi/2$), al mismo tiempo se produce el transitorio más alto de corriente alterna por fallas que suceden cerca de la tensión máximo a frecuencia fundamental ($t_0 = 0$).

De la referencia [21] tenemos que la figura III-11 muestra los gráficos de la corriente del reactor y la corriente de falla, en función del tiempo para el periodo inmediato posterior a la falla a tierra; también se muestran las tres componentes (corriente de estado estable y dos transitorios), primero separadamente y después combinadas. No se considera la componente de pérdidas de potencia.

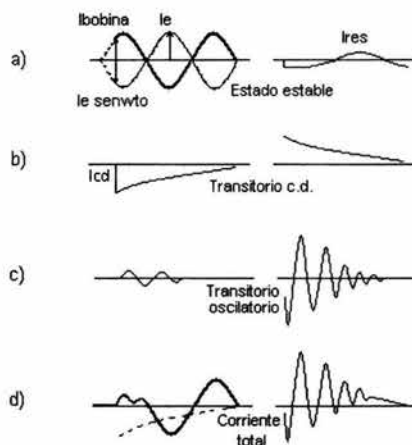


Figura III-11. - Componentes de estado estable y corrientes transitorias debido a falla a tierra
 Parte izquierda: Corriente a través del neutralizador de falla a tierra
 Parte derecha: Corriente a través de la falla

Los registros de corriente, a través de la bobina de supresión de arco, tienen una similitud muy cercana a la curva de la figura III-11 (d), con pequeñas variaciones, según el instante de inicio de la falla. En muchos casos de fallas a tierra, originadas por descargas, el rompimiento ocurre en la cresta de la onda de tensión a la frecuencia fundamental y no existe transitorio de corriente directa.

Por otra parte, si durante pruebas, una falla se aplica por medio del interruptor de línea, los contactos se mueven rápidamente a través de un medio de alta rigidez dieléctrica, pueden completar el circuito en cualquier instante. Aparecerá amortiguada muy rápidamente una componente de corriente directa, lo que podría retrasar el paso por cero de la corriente de falla alrededor de dos ciclos. La resistencia de la falla contribuye a la atenuación del transitorio.

Con las resistencias de la red, los transitorios desaparecen en menos de medio ciclo, después, la falla de alta resistencia se convierte en una falla sólida a tierra con transitorios de corrientes alterna y directa de poco más de un ciclo. De esta manera, los transitorios pueden encabezar la formación de un arco temporal y retrasar la extinción del arco por unos ciclos.

III.5.- CAPACITANCIA DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

El circuito equivalente más general para las capacitancias entre cuatro conductores de una línea (fases a, b, c y tierra), se puede representar con una rama [17], uniendo cada par de conductores, según se muestra en la figura III-12a. Las tres capacitancias que forman la delta con las fases a, b y c, pueden ser reemplazadas por un equivalente estrella, como se muestra en la figura III-12b.

Para líneas balanceadas, también puede ser utilizado el circuito estrella de 4 ramas de la figura III-12c.

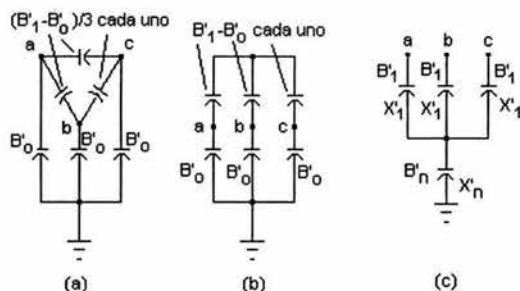


Figura III-12.- Circuitos equivalentes de las capacitancias en paralelo de una línea de transmisión de 3 fases

La susceptancia (B) es el inverso de la reactancia, la cual es la parte imaginaria de la impedancia. La capacitancia de todos esos circuitos, está en términos de la susceptancia capacitiva de secuencia cero B_0' , la susceptancia capacitiva de secuencia positiva B_1' o la reactancia X_1' de la línea. Si las tensiones de secuencia cero están aplicadas en las fases a, b y c, hacia tierra, las corrientes de carga fluyen únicamente en las capacitancias conectadas a tierra; cada una de las cuales debería, por lo tanto, tener susceptancia B_0' . La susceptancia total por fase debe ser B_1' y la capacitancia que no está conectada a tierra, debe componerse de la diferencia $B_1' - B_0'$. En la figura III-9c con una tensión aplicada de secuencia positiva; las corrientes están confinadas a las capacitancias conectadas en estrella, las que tendrán reactancia X_1' . Con corriente de secuencia cero I_0' aplicada, la tensión de secuencia cero es:

$$V_0 = jX_0' I_0' = jX_1' I_0' + jX_n' 3I_0'$$

Donde:

$$X_n' = \frac{X_0' - X_1'}{3} \quad \text{y}$$

$$B_n' = \frac{3B_0' - B_1'}{B_1' - B_0'}$$

III.6.- CONEXIÓN DE REACTORES

De la referencia [17] tenemos que los esquemas de reactores en paralelo de las figuras III-13a a la III-13c, son análogos a los circuitos de capacitancias de las figuras III-12a a la III-12c, respectivamente. La figura III-13d, indica un reactor de

tres fases con reactancia mutua X_m entre fases y neutro sólidamente conectado a tierra.

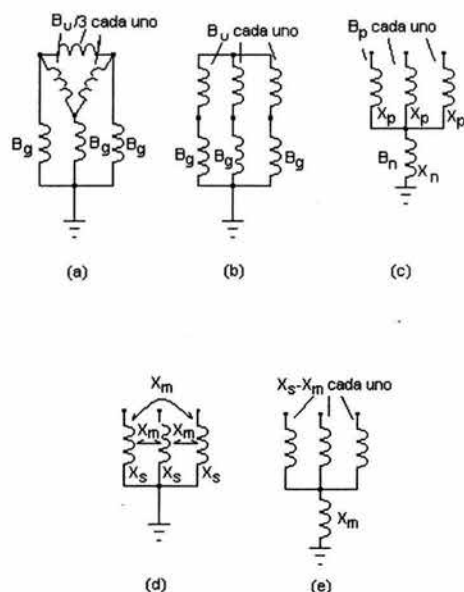


Figura III-13.- Posibles conexiones de reactores en paralelo para supresión de falla y compensación de corriente de carga

En el grupo de reactores en paralelo, el rango de potencia reactiva, es el mismo en las figuras III-13a, III-13b y III-13d, el cual es requerido para compensación en paralelo bajo condiciones normales. En el esquema de cuatro reactores de la figura III-13c, el reactor conectado a tierra actúa durante una falla de línea a tierra.

III.6.1.- Susceptancia de los reactores

La susceptancia (B) es el inverso de la reactancia (X); debido a que los reactores están en paralelo con las capacitancias de la línea, es más conveniente expresar sus valores en términos en los que X será usada para denotar susceptancia inductiva y reactancia. Las letras primas correspondientes, B' y X', son las respectivas cantidades capacitivas.

De la referencia [17] tenemos que para supresión de falla por medio de la neutralización de las capacitancias entre fases, tenemos:

$$B_1 - B_0 = \omega(C_1 - C_0) = B_1' - B_0'$$

Para compensación en paralelo de grados F:

$$B_1 = F\omega C_1 - FB_1'$$

De aquí tenemos que:

$$B_0 = B_0' - (1 - F)B_1'$$

Las susceptancias de los reactores en la figura III-13b, en términos de susceptancia de secuencia positiva y cero son:

$$B_u = B_1 - B_0$$

En la figura III-13c, las susceptancias son:

$$B_p = B_1$$

$$B_n = \frac{3B_0 B_1}{B_1 - B_0}$$

y las reactancias correspondientes son:

$$X_p = X_1$$

y

$$X_n = \frac{X_0 - X_1}{3} = \frac{B_1 - B_0}{3B_0 B_1}$$

Para el esquema de seis reactores, según la figura III-13b, tenemos:

$$B_u = B_1' - B_0, \text{ y:} \\ B_0 = B_0' - (1 - F)B_1' = FB_1' - B_u$$

Estas ecuaciones muestran que los reactores no conectados a tierra, deben resonar con la susceptancia capacitiva entre fases. Estos reactores proveen un grado de compensación paralelo. La compensación paralelo del reactor, junto con la línea de transmisión con capacitancia naturalmente distribuida, forman un circuito resonante que produce una oscilación amortiguada de la carga atrapada en la línea, después de su apertura.

Así tenemos:

$$F \min = \frac{B_1' - B_0'}{B_1'} = 1 - \frac{B_0'}{B_1'} = 1 - \frac{X_1'}{X_0'}$$

Para el esquema de 4 reactores, según la figura III-13c tenemos:

$$B_p = FB_1'$$

y

$$B_n = \frac{3FB_1'[B_0'(1-F)B_1']}{B_1'-B_0'} = B_n'[1-(1-F)B_1'B_0']$$

Estas ecuaciones muestran que los reactores de fase, suministran el grado de compensación deseado F de la compensación paralelo. El grado mínimo B_n , dado por la ecuación anterior, desaparece, mostrando que los reactores de fase no deben tener el neutro conectado a tierra. En cualquier grado más alto, B_n es positivo y se requerirá el reactor de neutro para la supresión de falla. Su susceptancia depende de F. Para $F = 1$, tenemos:

$$B_{n100} = \frac{3B_0'B_1'}{B_1'-B_0'} = B_n'$$

La reactancia correspondiente es:

$$X_{n100} = \frac{X_0'-X_1'}{3} = X_n'$$

III.7.- MÉTODOS PARA DISMINUIR LA CORRIENTE DE ARCO SECUNDARIO Y LA TENSIÓN DE RECUPERACIÓN

Cuando un conductor de una línea de tres fases se abre en ambas terminales para librar una falla a tierra, este conductor fallado está acoplado capacitiva e inductivamente a los otros dos conductores sanos [17], los cuales continúan energizados con un nivel de tensión casi normal y transmitiendo corriente de carga; este acoplamiento tiene dos efectos:

Antes de la extinción del arco de falla, el acoplamiento alimenta la corriente de falla y mantiene el arco.

Después de que la corriente de arco llega a ser cero, el acoplamiento causa una tensión de recuperación, si esta tensión es demasiado grande, se re-encenderá el arco.

La extinción del arco secundario, depende de la magnitud de la corriente presente en el arco, de la longitud de la trayectoria del arco y de la velocidad del viento. La corriente de arco secundario es proporcional a la tensión del circuito y a la longitud de la sección de la línea donde ocurrió la falla.

Según la referencia [22], se debe considerar el acoplamiento presente por las fases sanas de las líneas de transmisión vecinas.

Debido a que el acoplamiento del conductor fallado con las fases sanas, a través de la reactancia capacitiva, es la causa principal de la corriente de arco secundario y la tensión de recuperación; es posible neutralizar esta reactancia capacitiva, utilizando reactancia inductiva en paralelo en una magnitud igual y opuesta a la reactancia capacitiva. El esquema que se podría utilizar, es análogo a la bobina de Petersen y podría llamarse esquema neutralizador de fallas a tierra. El esquema

podría neutralizar la capacitancia entre fases, esto es: $C_1 - C_0$ por fase; la diferencia entre la capacitancia de secuencia positiva y la capacitancia de secuencia cero, según la bobina de Petersen, neutraliza las capacitancias a tierra, $3C_0$. Una diferencia adicional, es que mientras una bobina de Petersen puede suprimir fallas a tierra en cualquier lugar de una pequeña red eléctrica, los reactores para el recierre monopolar deberán ser usados en cada línea de transmisión, que sea demasiado larga para la extinción natural del arco secundario

La elevación de la temperatura en la trayectoria del arco ionizado, puede sostener la corriente de arco secundario inducida por los acoplamientos electrostático y electromagnético. Todos los métodos de extinción están encaminados a reducir la magnitud de la corriente de arco secundario.

Según la referencia [17], la siguiente tabla indica la probabilidad de extinción de arco, basado en la tensión de línea para enlaces sin dispositivos de extinción.

Tensión [kV]	Rango de éxito [millas]	Rango no exitoso [millas]
765	0 - 50	50 - 80
500	0 - 60	60 - 100
345	0 - 140	140 - 260
230	0 - 300	300 - 500

Si el recierre monopolar se aplica en una la línea en el rango de no exitoso, entonces deben ser consideradas medidas adicionales para reducir el arco secundario.

III.7.1.- Supresión del arco de falla por medio del reactor

En un circuito paralelo sin pérdidas de inductancia y capacitancia (LC), la corriente, teóricamente, puede ser cero con una adecuada sintonización; sin embargo, en operación de la red eléctrica, para cualquier forma de supresión de falla a tierra resonante, la corriente de falla no llega a ser cero, debido a una sintonización imperfecta, pérdidas o armónicas. Según la referencia [17] la corriente neutralizada llega a ser 10% a 20% de la corriente de alimentación a la falla capacitiva no neutralizada.

El circuito paralelo LC, formado entre el reactor y la línea, continúa oscilando después de que se extingue el arco de la falla. Podría haber algunas diferencias en frecuencia, debido a la sintonización imperfecta y consecuentemente, la amplitud de tensión de recuperación podría incrementarse. Adicionalmente, puesto que un circuito resonante tiene factor de potencia unitario, la tensión de recuperación instantánea se incrementa muy lentamente en el primer cuarto de ciclo, después de la extinción del arco y a una corriente cero; bajo estas circunstancias, es poco probable que se realice un re - encendido del arco.

En contraste, las condiciones en la alimentación capacitiva del arco de falla en un circuito no neutralizado, hacen la extinción más difícil. La corriente de falla y la tensión de recuperación de corriente alterna, están en cuadratura, así que cuando la corriente es cortada en un cero natural, la tensión alterna está en su valor de cresta. Consecuentemente, hay una componente de corriente directa de tensión por la carga atrapada en el conductor aislado.

Muchas líneas de extra alta tensión, requieren de tres reactores monofásicos para proveer compensación en paralelo para control de tensión. Un banco de cuatro reactores, se forma al adicionar un cuarto en el neutro de los tres reactores monofásicos. El cuarto reactor es usado para reducir las corrientes de arco secundario. Se debe realizar el cálculo del valor de la reactancia del reactor de neutro, necesario para neutralizar la corriente de arco secundario. La figura III-14, representa una línea de transmisión simétrica con 4 reactores. La falla de fase A hacia tierra, se representa por SW_F .

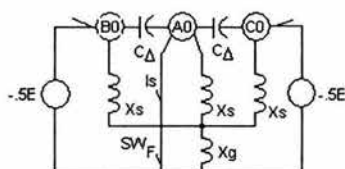


Figura III-14.- Línea de transmisión con un banco de 4 reactores conectados permanentemente

El circuito de equivalente de Thevenin derivado de la figura III-14, se muestra en la figura III-15a.

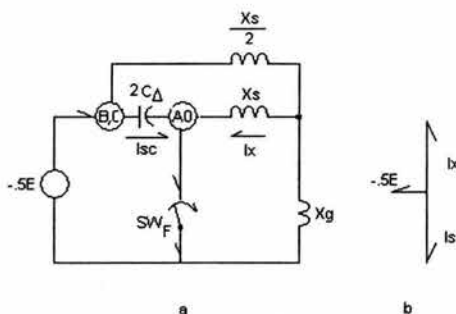


Figura III-15.- Diagrama unifilar equivalente de Thevenin con un banco de 4 reactores conectados permanentemente.

Por inspección de la figura III-15a, con el interruptor SW_F cerrado, si la magnitud de la corriente a través del reactor paralelo I_x es igual, y opuesto a la magnitud del arco secundario I_s , entonces las corrientes efectivas a través de SW_F , son cero. El diagrama fasorial de la corriente I_s e I_x , es mostrado en la figura III-15b.

La tensión E_g , es: $E_g = -I_x \cdot X_s \quad -I_x = I_s \quad (11-III)$

Donde:

X_s .- Valor de la reactancia del reactor de fases paralelo.

La corriente a través de los reactores ($X_s/2$) de las fases no balanceadas, es:

$$I_T = \frac{.5E - Eg}{X_s/2} = \frac{E - 2Eg}{X_s} \quad (12-III)$$

La corriente a través del reactor de neutro, es:

$$I_g = I_T - I_x \quad (13-III)$$

El valor de la reactancia del reactor de neutro, es:

$$X_g = \frac{Eg}{I_g} \quad (14-III)$$

III.7.2.- Esquema modificado de cuatro reactores con apertura / cierre selectivo

Este esquema es recomendado en líneas no transpuestas, donde los bancos de cuatro reactores no son efectivos para extinguir el arco secundario.

Los bancos de cuatro reactores en el extremo de una línea, están diseñados para compensar las capacitancias entre fases por un valor igual a C_{A-C} . El banco de cuatro reactores modificado, en el otro extremo de la línea, es conectado para compensar la capacitancia desbalanceada ($C_{A-B} - C_{A-C}$ ó $C_{B-C} - C_{A-C}$).

La figura III-16a muestra un banco de cuatro reactores, modificado con un diseño de interruptor en el neutro.

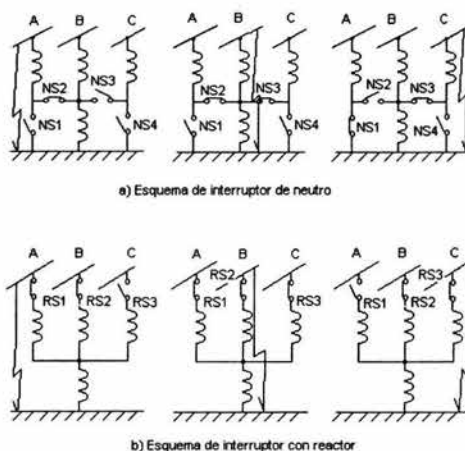


Figura III-16.- Banco modificado de cuatro reactores con interruptores en el neutro (NS), interruptores del lado del reactor (RS) y sus posiciones para diferentes fallas de fase a tierra.

La figura III-16, muestra un banco modificado de cuatro reactores con diferentes posiciones del interruptor del reactor. Este diseño puede proporcionar la compensación necesaria para fallas en varias fases.

III.7.3.- Operación sin neutralizador de corriente de arco secundario

La información con la que se cuenta sobre la operación de recierre monopolar en una línea sin usar neutralizador, fue compilada por Maikopar según la referencia [18], y fue el resultado de análisis en varias partes del mundo. Sus estudios indicaron que con 0.4 segundos de tiempo muerto, existe una alta probabilidad de recierre exitoso, si la corriente de arco secundario no excede de 18 Amperes.

III.7.3.1.- Esquema de interruptores a tierra de alta velocidad.

Dicho esquema involucra la aplicación de interruptores a tierra de alta velocidad en cada fase por cada extremo de la línea. El interruptor a tierra cierra en el conductor fallado, después de que el polo del interruptor abre y al recerrar el interruptor en la fase fallada, abre. En principio, el interruptor a tierra elimina todas las tensiones de la fase abierta en la línea y, por lo tanto, elimina la tensión de recuperación que se presenta al extinguirse el arco secundario.

III.7.3.2.- Esquema híbrido monofásico.

Tal esquema dispara la fase fallada en primer lugar. Las dos fases no falladas, son disparadas con retraso de tiempo 50-60 ciclos más tarde. Después se realiza un rápido recierre trifásico (dentro de los siguientes 10-15 ciclos). El esquema híbrido tiene un doble propósito:

Cuidar que las dos fases no falladas, cierren por 50-60 ciclos después de que la falla sea liberada, lo cual reduce significativamente las oscilaciones en el sistema de potencia.

El disparo trifásico y recierre rápido, eliminan la corriente de falla secundaria sin la necesidad de equipo adicional.

III.8.- DESCARGA OSCILATORIA (RINGDOWN)

Un efecto eléctrico que se debe considerar en la operación de la línea de transmisión, es la descarga oscilatoria también conocida como ringdown [23], originada por la inductancia y la capacitancia de la línea, la cual se da cuando la fase de una línea de transmisión abre. La descarga oscilatoria se caracteriza por tener varios "picos" de tensión durante la apertura de la fase. Este tipo de

descarga es severa debido al efecto capacitivo de la línea, la frecuencia de oscilación (ringing) y a la tensión eléctrica.

Varios ciclos después, la amplitud de la oscilación decrece y se le llama Ringdown, la cual, decae exponencialmente debido a las pérdidas resistivas del conductor.

CAPÍTULO IV

Análisis del disparo y recierre monopolar con el programa ATP (Alternative Transient Program)

Con la finalidad de analizar los parámetros que intervienen en el disparo y recierre monopolar, se utilizó un programa de transitorios electromagnéticos y se modelaron dos líneas de transmisión de 400 kV: la línea Laguna Verde hacia Tecali, de 212 km y una línea ficticia de 100 km. Fueron reproducidos los interruptores, reactores, falla monofásica a tierra, generación; así como perfiles de tensión y flujo de potencia en la línea de transmisión. Se midió tensión de recuperación y corriente de arco secundario bajo varias condiciones, como son: línea con y sin transposiciones y con y sin reactores de fase y de neutro.

En este capítulo también es considerado el caso de operación de DRM en una línea de transmisión de 230 kV de 200 km.

Por último, se simuló una falla real en 400 kV en la que operó el esquema de recierre.

IV.1.- CONSIDERACIONES

Características de la línea de transmisión de 400 kV:

Se utilizaron las características de la línea de transmisión en 400 kV que actualmente se encuentra entre la subestación Laguna Verde (LAV) y la subestación Tecali (TCL) con nomenclatura para Comisión Federal de Electricidad como A3190 las cuales se describen a continuación:

Longitud 212 km, dos conductores por fase, las estructuras que soportan los conductores son tipo horizontal, calibre del conductor 1113 mil circular mil (mcm), 2 hilos de guarda de calibre 3/8 de acero galvanizado.

Espacio entre conductores (bundle) 0.45 m, distancia entre fases de 10 m, distancia entre fases y tierra 19.83 m. También se utilizaron datos de resistencias y diámetros de los conductores e hilos de guarda.

Para representar la línea de transmisión se utilizó un modelo de parámetros distribuidos, se aplicó la corrección de retorno de tierra de Carson y el modelo de K. C. Lee, para línea no transpuesta.

Toda esta información aparece en el apéndice I, el cual es un listado para cálculo de parámetros de líneas de transmisión con el programa ATP versión 1998.

Para la medición de los voltajes y corrientes, se utilizaron valores eficaces sin considerar la componente de corriente directa; pues en los registradores instalados en las subestaciones eléctricas, las señales son medidas a través de transformadores de corriente y de potencial, los cuales filtran las componentes de corriente directa.

Característica de los reactores:

La línea LAV-TCL utiliza como medio de extinción del arco secundario, el reactor de neutro en el arreglo de reactor de cuatro piernas, es decir reactores de fase y de neutro. Con el objeto de este análisis, se consideró en la subestación TCL un reactor de 21 MVA por fase (63 MVA totales). Se realizó el cálculo del reactor de neutro considerando la susceptancia de la línea de interés, según lo expuesto en el Capítulo III. El programa utilizado para el cálculo del reactor de neutro se elaboró como macro de EXCEL por el autor de esta tesis y se basa en las fórmulas expuestas en el Capítulo III sección III.7.1; la parte principal de dicho programa se muestra en el apéndice II.

Tiempos de operación de los interruptores:

El interruptor que aplica la falla, opera en 0.05 seg y la sostiene durante 12 ciclos (200 milisegundos).

El interruptor utilizado para librar la falla, abre en 4 ciclos (66.7 milisegundos) después de aplicada la falla. En este tiempo se considera la operación de la protección de línea, el tiempo del canal de comunicación y el tiempo de apertura del interruptor.

Resistencia de falla:

La resistencia de falla se consideró de 10 Ohms y se aplica durante 12 ciclos (200 milisegundos).

IV.2.- OPERACIÓN DEL DRM EN UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 400 KV Y 212 KM

Para el cálculo de los parámetros de la línea de transmisión se utilizaron los datos indicados en el apéndice I. Los valores de susceptancias obtenidos fueron los siguientes:

Susceptancia de secuencia positiva: 4.31363 micromhos por cada kilómetro

Susceptancia de secuencia cero: 2.90392 micromhos por cada kilómetro

Para el cálculo del reactor del neutro se consideró que en la subestación TCL existe un reactor de 21 MVA por fase (63 MVA en total). Utilizando el programa para cálculo de reactor de neutro mostrado en el apéndice II y considerando 212 km tenemos:

REACTOR DE NEUTRO

DATOS :

CALCULO
REACTOR
NEUTRO

Tensión de operación en KV=? 400
Capacidad total del reactor de fases en MVAR=? 63
Suceptancia sec. positiva de la línea en mhos (B1)=? 0.00091449
Suceptancia sec. cero de la línea en mhos (B0)=? 0.00061563

RESULTADOS :

Suceptancia (B) = 0.00039375 mhos

F= 0.43056786

Suceptancia de neutro = 0.00037506 mhos

Reactor de neutro = 2666.24156 ohms

Se consideró el flujo de potencia que se presentó en demanda máxima para el año 2003, es decir 525 MW fluyendo de LAV hacia TCL y perfiles de tensión de 417 y 408 kV, para Laguna Verde y Tecali, respectivamente.

La red que se utilizó en el programa de transitorios fue la siguiente (en esta representación se considera línea transpuesta):

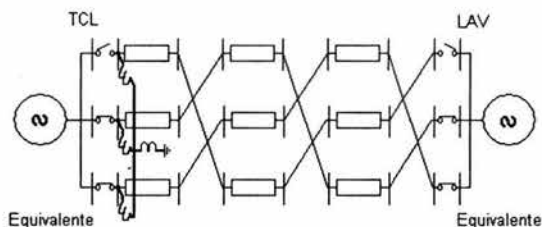


Figura IV-1.- Diagrama de la línea Tecali -A3190-Laguna Verde utilizado para el programa ATP (212 km)

Se modeló la red eléctrica mostrada en la figura IV-1 con:

- Generadores
- Interruptores
- Reactores de fase
- Reactor de neutro
- Línea de transmisión
- Equivalentes del sistema
- Falla de fase a tierra

El archivo utilizado, se muestra en el apéndice III.

Se realizaron fallas de una fase a tierra, primero en la fase A, después en la B y por último en la C; en varios puntos de la línea, es decir 1/6, 1/2, 5/6 y en cada terminal.

Las gráficas que se muestran en los resultados son representativas y son algunas de las que obtuvieron. Los valores medidos, se encuentran en las tablas de cada caso.

IV.2.1.- Casos de estudio

Los casos analizados fueron los siguientes:

- 1.- Fallas en la línea considerándola transpuesta, sin reactores de fase ni de neutro
- 2.- Fallas en la línea considerándola transpuesta, con reactores de fase y de neutro

3.- Fallas en la línea considerándola no transpuesta, sin reactores de fase ni de neutro

4.- Fallas en la línea considerándola no transpuesta, con reactores de fase y de neutro.

IV.2.1.1.- Resultados

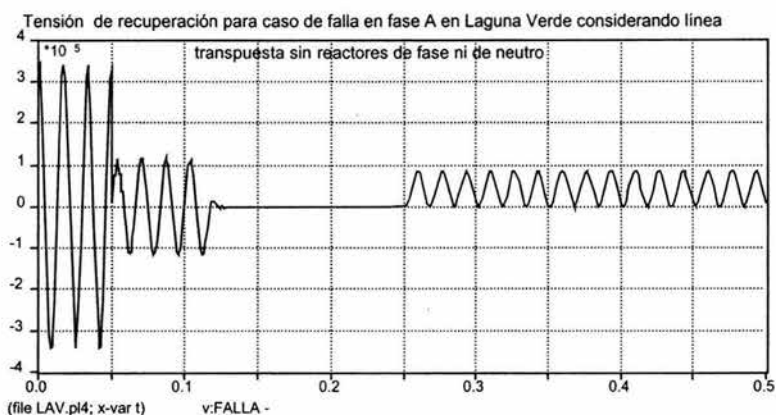
Se muestran los resultados así como algunas gráficas obtenidas en los casos analizados.

Caso 1.- Fallas en la línea considerándola transpuesta, sin reactores de fase ni de neutro

Distancia de la falla	fase	Tensión de recuperación [kV]	Corriente de arco secundario [A]
		raíz media cuadrática	raíz media cuadrática
Tecali	a	30.12	26.54
	b	32.17	29.04
	c	30.41	26.64
1/6 (35.3 km)	a	28.24	22.75
	b	30.63	26.43
	c	30.24	25.63
1/2 (106 km)	a	30.60	25.42
	b	29.06	25.38
	c	30.39	26.17
5/6 (176.6 km)	a	29.96	29.71
	b	35.58	30.97
	c	32.37	27.72
Laguna Verde	a	37.11	32.88
	b	38.88	33.89
	c	36.67	32.54

La tensión de recuperación varía entre 38.88 y 28.24 kV; comparando con datos de la referencia [16] donde se midieron tensiones de recuperación de 43.1 kV sin el uso de reactores en paralelo para línea de 500 kV, se consideran valores bajos. La corriente de arco secundario se mantuvo entre 33.89 y 22.75 Amperes, valores altos según la referencia [18], la cual indica que si la corriente de arco secundario no excede de 18 Amperes se cuenta con alta probabilidad de lograr un recierre monopolar exitoso. Por lo que según los valores aquí obtenidos, el recierre podría no ser exitoso.

En la siguiente gráfica se muestra la forma de onda de la tensión de recuperación, la cual aparece al extinguirse la corriente de arco secundario. La tensión fue medida en la falla que se ubicó en LAV fase A. En este caso se considera la línea transpuesta, y sin utilizar reactores de fase ni de neutro.



Gráfica 1.- Tensión de recuperación considerando línea transpuesta sin reactores de fase ni de neutro

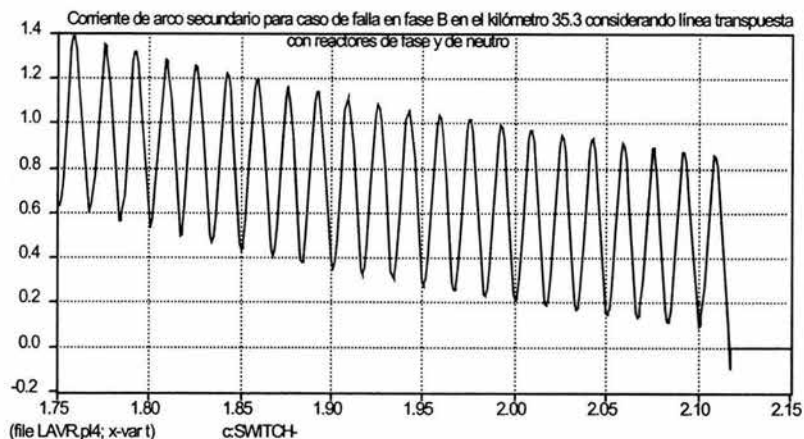
Caso 2. - Fallas en la línea considerándola transpuesta, con reactores de fase y de neutro

Distancia de la falla	fase	Tensión de recuperación [kV]	
		Valor aproximado - raíz media cuadrática	raíz media cuadrática
Tecali	a	40.30	9.58
	b	41.06	9.78
	c	42.69	10.12
1/6 (35.3 km)	a	26.70	6.31
	b	26.21	6.21
	c	28.19	6.66
1/2 (106 km)	a	28.19	6.46
	b	21.51	5.10
	c	26.70	4.54
5/6 (176.6 km)	a	30.44	9.94
	b	31.71	7.40
	c	30.16	6.98
Laguna Verde	a	40.14	13.25
	b	46.71	11.88
	c	43.64	12.12

La tensión de recuperación varía entre 46.71 y 21.51 kV; notándose un incremento con respecto al caso 1. Se indican valores aproximados, debido a la deformación de la onda de tensión producida por los reactores de fase y neutro.

La corriente de arco secundario varía entre 13.25 y 4.54 Amperes. Se tiene una disminución notable con respecto al caso 1 en el cual no existía reactor de neutro para neutralizar la corriente de arco secundario.

En la siguiente gráfica se muestra la forma de onda de la corriente de arco secundario, la cual es debida al acoplamiento inductivo de las fases no falladas. Esta corriente fue medida en la falla que se ubicó en el kilómetro 35.3 (1/6 de la línea) en la fase B. En este caso se consideró la línea transpuesta y con reactores de fase y de neutro.



Gráfica 2.- Corriente de arco secundario considerando línea transpuesta con reactores de fase y de neutro

En la gráfica 2 se observa en la corriente de arco secundario, un decaimiento exponencial causado por una componente de corriente directa de la corriente primaria de falla, originada por el ángulo de incidencia de la falla [24].

Cuando la falla incide en el ángulo de 90 grados de la señal de tensión, el decaimiento de la corriente de arco secundario ocurre sobre el eje positivo, tal y como se muestra en la gráfica 2.

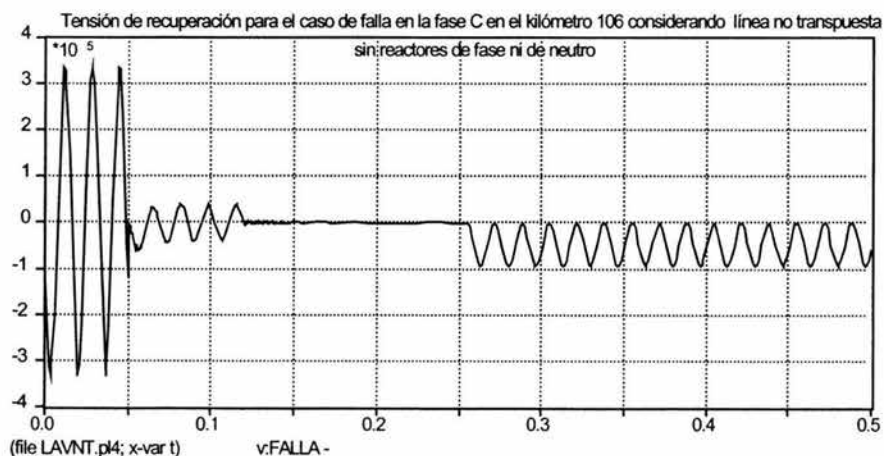
Caso 3.- Fallas en la línea considerándola no transpuesta, sin reactores de fase ni de neutro

Distancia de la falla	fase	Tensión de recuperación [kV]	Corriente de arco secundario [A]
		raíz media cuadrática	raíz media cuadrática
Tecali	a	27.45	24.04
	b	38.48	33.65
	c	42.89	37.95
1/6 (35.3 km)	a	29.79	24.65
	b	37.54	31.81
	c	39.03	31.24
1/2 (106 km)	a	36.52	30.01
	b	38.38	34.90
	c	32.69	28.68
5/6 (176.6 km)	a	44.88	36.90
	b	42.48	37.07
	c	29.60	25.80
Laguna Verde	a	49.33	41.37
	b	45.39	39.17
	c	29.83	25.84

La tensión de recuperación se encuentra entre 49.33 y 27.45 kV; notándose un incremento en la variación de los valores por fase, debido al desbalance (línea no transpuesta).

La corriente de arco secundario se encuentra entre 41.37 y 24.04 Amperes; notándose un incremento en la variación de los valores por fase, debido al desbalance (línea no transpuesta).

En la siguiente gráfica se muestra la forma de onda de la tensión de recuperación la cual aparece al extinguirse la corriente de arco secundario. Esta tensión fue medida en la falla que se ubicó a la mitad de la línea en la fase C. En este caso se consideró línea no transpuesta y sin reactores de fase ni de neutro.



Gráfica 3.- Tensión de recuperación considerando línea no transpuesta sin reactores de fase ni de neutro

Caso 4.- Fallas en la línea considerándola no transpuesta, con reactores de fase y de neutro

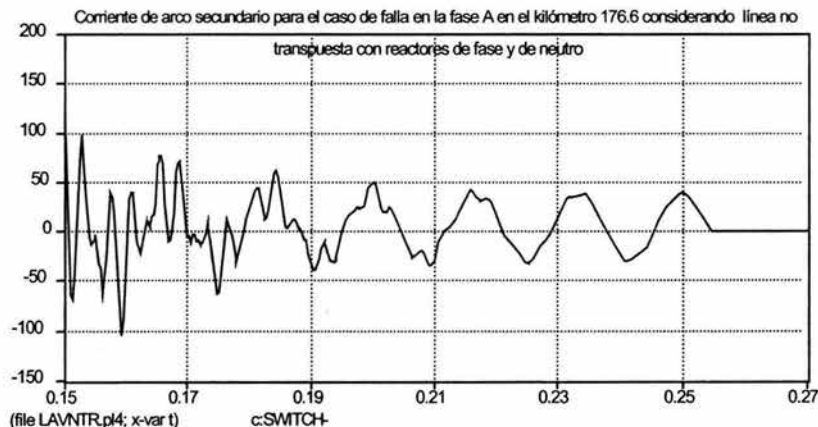
Distancia de la falla	fase	Tensión de recuperación [kV]	Corriente de arco secundario [A]
		Valor aproximado - raíz media cuadrática	raíz media cuadrática
Tecali	a	40.70	9.88
	b	54.71	13.01
	c	42.47	17.59
1/6 (35.3 km)	a	53.69	13.03
	b	42.59	10.02
	c	52.08	12.31
½ (106 km)	a	71.07	21.82
	b	31.05	7.25
	c	70.47	20.41
5/6 (176.6 km)	a	93.97	26.14
	b	48.34	12.02
	c	51.73	13.32
Laguna Verde	a	106.08	29.74
	b	55.79	17.32
	c	41.30	13.17

La tensión de recuperación se encuentra entre 106.08 y 31.05 kV; notándose un incremento en la variación de los valores por fase, originados por desbalance (línea no transpuesta). Se indica valores aproximados, debido a la deformación de la onda de tensión causada por los reactores de fase y neutro.

La corriente de arco secundario se encuentra entre 29.74 y 7.25 Amperes; notándose un incremento en la variación de los valores por fase, por el desbalance (línea no transpuesta).

En este caso se obtuvieron, los valores de tensión más altos entre todos los casos (1, 2, 3 y 4); por tener línea no transpuesta y se tienen reactores de fase, los cuales por su efecto de compensación reactiva aumentan la tensión.

En la siguiente gráfica se muestra la forma de onda de la corriente de arco secundario, originada por el acoplamiento inductivo de las fases no falladas. Esta corriente fue medida en la falla que se ubicó en kilómetro 176.6 en la fase A. En este caso se consideró la línea no transpuesta y con reactores de fase y de neutro.



Gráfica 4.- Corriente de arco secundario considerando línea no transpuesta con reactores de fase y de neutro

En la gráfica 4, se observa distorsión en la corriente de arco secundario, debido a señales armónicas por el circuito resonante que se forma por causa del acoplamiento capacitivo del conductor de la fase fallada con las reactancias de la línea y los reactores de fase y neutro. Este circuito resonante es estimulado por la incidencia y libramiento de la falla, que causa la generación de estas armónicas.

IV.2.2.- Resumen y análisis de resultados

A continuación se muestra una tabla con resumen de los valores máximos y mínimos encontrados:

CASO	T de rec máximo	T de rec mínima	C de arc sec máximo	C de arc sec mínimo
	[kV] raíz media cuadrática	[kV] raíz media cuadrática	[A] raíz media cuadrática	[A] raíz media cuadrática
1	38.88	28.24	33.89	22.75
2	46.71	21.51	13.25	4.54
3	49.33	27.45	41.37	24.04
4	106.08	31.05	29.74	7.25

Tabla 1.- Valores máximos y mínimos encontrados en cada caso para línea de 212 km.

En el caso 2 fueron medidos los menores valores, tanto de tensión de recuperación como de corriente de arco secundario y correspondió a línea con transposiciones y con reactores de fase y reactor de neutro.

En el caso 3 se midieron las corrientes más altas y de acuerdo a la referencia [18] se sobrepasan los 18 Amperes, por lo que la operación del recierre podría no ser exitosa al recerrar bajo condiciones de falla; pues el arco podría no haberse extinguido aún y correspondió a línea sin transposiciones y sin reactores de fase ni reactor de neutro.

Del análisis de los casos presentados se desprende lo siguiente:

- La corriente de arco secundario disminuye al aplicar el reactor de neutro como medio de extinción.
- Al utilizar reactores de fase, la tensión de recuperación aumenta como consecuencia del efecto de la compensación reactiva.
- La tensión de recuperación tiende a aumentar conforme la falla se aleja de la subestación donde están instalados los reactores de fase y de neutro.
- Cuando se tiene línea no transpuesta se hace evidente el desbalance por fase tanto en la tensión de recuperación como en la corriente de arco secundario. Comparando los casos 2 y 4 donde se tiene línea con transposiciones con reactores de fase y reactor de neutro (caso 2) y línea sin transposiciones con reactores de fase y reactor de neutro (caso 4), se observa que a pesar de que en ambos casos opera el reactor de neutro como medio de extinción de corriente de arco secundario, cuando la línea es no transpuesta (caso 4), se midieron valores de corriente de arco secundario de hasta 29.74 Amperes. Según la referencia [18] este valor ya pondría en riesgo la operación correcta del recierre.

- Con la línea adecuadamente transpuesta, al utilizar reactores de fase y neutro, la corriente de arco secundario disminuye 70% en promedio, mientras que la tensión de recuperación aumenta un 4% en promedio, con respecto a cuando no se utilizan reactores.
- Cuando la línea se considera no transpuesta, al utilizar reactores de fase y neutro, la corriente de arco secundario disminuye un 51% en promedio, con respecto a cuando no se utilizan reactores.

IV.3.- OPERACIÓN DEL DRM EN UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 400 KV Y 100 KM

Se utilizaron las mismas características que las aplicadas para la línea de 212 km, las cuales se muestran en el apéndice I. Se consideró que la línea enlaza la subestación A y la subestación B.

Los valores de susceptancias obtenidos fueron los siguientes:

Susceptancia de secuencia positiva: 4.31363 micro mhos por cada kilómetro

Susceptancia de secuencia cero: 2.90392 micro mhos por cada kilómetro.

Para el cálculo del reactor del neutro se consideró que en la subestación A existe un reactor de 9 MVA por fase (27 MVA en total); el cual compensa la línea de transmisión al 40%. Utilizando el programa para cálculo de reactor de neutro, cuya parte principal se muestra en el apéndice II y considerando 100 km tenemos:

REACTOR DE NEUTRO

DATOS :

CALCULO
REACTOR
NEUTRO

Tensión de operación en KV=? 400
 Capacidad total del reactor de fases en MVAR=? 27
 Suceptancia sec. positiva de la línea en mhos (B1)=? 0.00043136
 Suceptancia sec. cero de la línea en mhos (B0)=? 0.00029039

RESULTADOS :

Suceptancia (B) = 0.00016875 mhos

F= 0.39120184

Suceptancia de neutro = 9.9759E-05 mhos

Reactor de neutro = 10024.1634 ohms

Se consideró el flujo de potencia que se presentó en demanda máxima para el año 2003, es decir 525 MW de subestación A hacia subestación B y perfiles de tensión de 417 y 408 kV, para A y B, respectivamente.

La red que se utilizó en el programa de transitorios fue la siguiente (en esta representación se considera línea transpuesta):

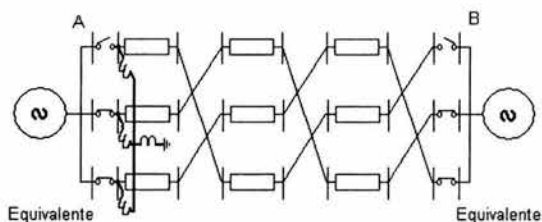


Figura IV-2.- Diagrama de la línea A - B de 100 km, utilizado para el programa ATP

Se modeló la red eléctrica mostrada en la figura IV-2 con:

- Generadores
- Interruptores
- Reactores de fase
- Reactor de neutro
- Línea de transmisión
- Equivalentes del sistema
- Falla de fase a tierra

El archivo utilizado, se muestra en el apéndice IV.

Se realizaron fallas de una fase a tierra, primero en la fase A, después en la B y por último en la C; en varios puntos de la línea, es decir 1/6, 1/2, 5/6 y en cada terminal.

Las graficas que se muestran en los resultados, son representativas y son algunas de las que obtuvieron. Los valores medidos, se encuentran en las tablas de cada caso.

IV.3.1.- Casos de estudio

Los casos analizados fueron los siguientes:

- 1.- Fallas en la línea considerándola transpuesta, sin reactores de fase ni de neutro
- 2.- Fallas en la línea considerándola transpuesta, con reactores de fase y de neutro
- 3.- Fallas en la línea considerándola no transpuesta, sin reactores de fase ni de neutro

4.- Fallas en la línea considerándola no transpuesta, con reactores de fase y de neutro.

IV.3.1.1.- Resultados

Se muestran los resultados así como algunas gráficas obtenidas en los casos analizados.

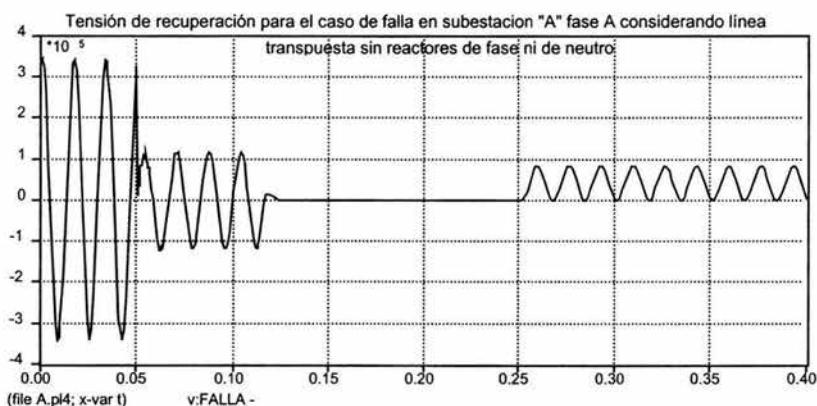
Caso 1.- Fallas en la línea considerándola transpuesta, sin reactores de fase y de neutro

Distancia de la falla	fase	Tensión de recuperación [kV]	Corriente de arco secundario [A]
		raíz media cuadrática	raíz media cuadrática
A	a	29.49	11.53
	b	30.51	11.42
	c	29.72	11.50
1/6 (16.6 km)	a	28.91	11.20
	b	29.93	11.92
	c	29.71	11.67
1/2 (50 km)	a	29.52	12.50
	b	28.82	12.96
	c	29.24	13.25
5/6 (83.3 km)	a	30.70	13.22
	b	31.16	13.74
	c	29.52	13.27
B	a	31.22	13.41
	b	32.24	13.74
	c	31.15	13.56

La tensión de recuperación varía entre 32.24 y 28.82 kV; comparando con datos de la referencia [16] donde se midieron tensiones de recuperación de 43.1 kV sin el uso de reactores paralelo para línea de 500 kV, se consideran valores bajos.

La corriente de arco secundario se mantuvo entre 13.74 y 11.20 Amperes, valores adecuados, según la referencia [18], pues tenemos que si la corriente de arco secundario no excede de 18 Amperes se cuenta con alta probabilidad de lograr un recierre monopolar exitoso; por lo que el recierre podría ser exitoso aún sin el uso de medio de extinción de corriente de arco secundario.

En la siguiente gráfica se muestra la forma de onda de la tensión de recuperación, la cual aparece al extinguirse la corriente de arco secundario. La tensión fue medida en la falla que se ubicó en la subestación A fase A. En este caso se considera la línea transpuesta, y sin utilizar reactores de fase ni de neutro.



Gráfica 5.- Tensión de recuperación considerando línea transpuesta sin reactores de fase ni de neutro

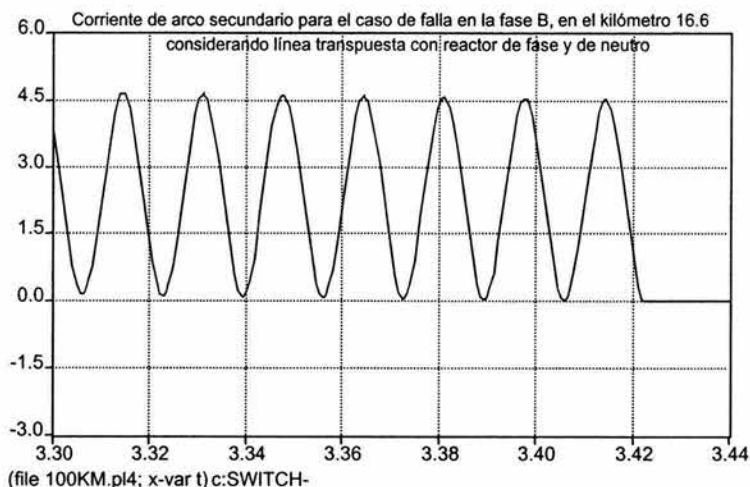
Caso 2.- Fallas en la línea considerándola transpuesta, con reactores de fase y de neutro

Distancia de la falla	fase	Tensión de recuperación [kV]	Corriente de arco secundario [A]
		Valor aproximado - raíz media cuadrática	raíz media cuadrática
A	a	23.44	2.65
	b	23.43	2.67
	c	26.74	2.85
1/6 (16.6 km)	a	16.23	1.73
	b	15.04	1.59
	c	17.15	1.82
1/2 (50 km)	a	13.69	1.39
	b	14.07	1.87
	c	18.32	1.93
5/6 (83.3 km)	a	23.65	2.52
	b	22.55	2.39
	c	21.35	2.24
B	a	34.04	4.28
	b	32.60	3.48
	c	30.85	3.24

La tensión de recuperación varía entre 34.04 y 13.69 kV; notándose un pequeño incremento con respecto al caso 1. Se indica valores aproximados, debido a la deformación de la onda de tensión causada por los reactores de fase y neutro.

La corriente de arco secundario varía entre 4.28 y 1.39 Amperes. Se tiene una disminución notable con respecto al caso 1 en el cual no existía reactor de neutro para neutralizar la corriente de arco secundario.

En la siguiente gráfica se muestra la forma de onda de la corriente de arco secundario, la cual es debida al acoplamiento inductivo de las fases no falladas. Esta corriente fue medida en la falla que se ubicó en el kilómetro 16.67 (1/6 de la línea) en la fase B. En este caso se consideró la línea transpuesta y con reactores de fase y de neutro.



Gráfica 6.- Corriente de arco secundario considerando línea traspuesta con reactores de fase y de neutro

Caso 3.- Fallas en la línea considerándola no traspuesta, sin reactores de fase ni de neutro

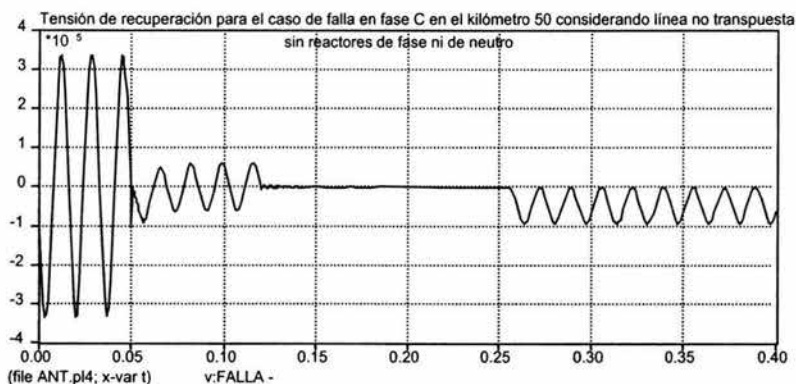
Distancia de la falla	fase	Tensión de recuperación [kV]		Corriente de arco secundario [A]	
		raíz media cuadrática		raíz media cuadrática	
A	a	30.36		12.24	
	b	37.86		15.04	
	c	38.87		15.11	
1/6 (16.6 km)	a	31.80		13.25	
	b	37.33		15.18	
	c	36.79		15.08	
1/2 (50 km)	a	35.32		14.65	
	b	37.29		14.94	
	c	32.90		14.23	
5/6 (83.3 km)	a	39.35		16.88	
	b	38.28		16.44	
	c	29.91		13.02	
B	a	41.54		16.83	
	b	39.20		16.65	
	c	29.56		12.93	

La tensión de recuperación medida se encuentra entre 41.54 y 29.56 kV; notándose un incremento en la variación de los valores por fase, debido al desbalance (línea no traspuesta).

La corriente de arco secundario se encuentra entre 16.88 y 12.24 Amperes; notándose un incremento en la variación de los valores por fase, debido al desbalance (línea no traspuesta).

En la siguiente gráfica se muestra la forma de onda de la tensión de recuperación la cual aparece al extinguirse la corriente de arco secundario. Esta tensión fue

medida en la falla que se ubicó a la mitad de la línea en la fase C. En este caso se consideró línea no transpuesta y sin reactores de fase ni de neutro.



Gráfica 7.- Tensión de recuperación considerando línea no transpuesta sin reactores de fase ni de neutro

Caso 4.- Fallas en la línea considerándola no transpuesta, con reactores de fase y de neutro

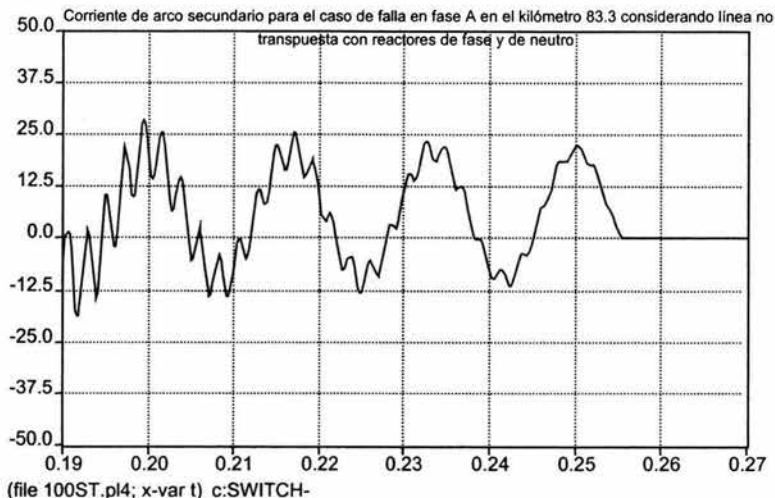
Distancia de la falla	fase	Tensión de recuperación [kV]	Corriente de arco secundario [A]
		Valor aproximado - raíz media cuadrática	raíz media cuadrática
A	a	60.19	6.31
	b	38.01	4.23
	c	96.32	11.84
1/6 (16.6 km)	a	64.55	8.43
	b	32.58	7.21
	c	94.47	11.56
1/2 (50 km)	a	70.69	10.63
	b	29.70	3.27
	c	79.99	10.20
5/6 (83.3 km)	a	79.58	12.23
	b	38.47	5.90
	c	65.29	7.85
B	a	84.60	13.26
	b	45.46	6.20
	c	53.14	5.52

La tensión de recuperación se encuentra entre 96.32 y 29.70 kV; notándose un incremento en la variación de los valores por fase, causado por el desbalance (línea no transpuesta). Se indica valores aproximados, debido a la deformación de la onda de tensión causada por los reactores de fase y neutro.

La corriente de arco secundario se encuentra entre 13.26 y 3.27 Amperes; notándose un incremento en la variación de los valores por fase, causado por el desbalance (línea no transpuesta).

En este caso se tienen, los valores de tensión más altos entre todos los casos (1, 2, 3 y 4); debido a que se tiene línea no transpuesta y se tiene reactores de fase, los cuales por su efecto de compensación reactiva aumentan la tensión.

En la siguiente gráfica se muestra la forma de onda de la corriente de arco secundario, la cual es debida al acoplamiento inductivo de las fases no falladas. Esta corriente fue medida en la falla que se ubicó en kilómetro 83.3 en la fase A. En este caso se consideró la línea no transpuesta y con reactores de fase y de neutro.



Gráfica 8.- Corriente de arco secundario considerando línea no transpuesta con reactores de fase y de neutro

En la gráfica 8, se observa distorsión en la corriente de arco secundario, por las señales armónicas por el circuito resonante que se forma por causa del acoplamiento capacitivo del conductor de la fase fallada con las reactancias de la línea y los reactores de fase y neutro. Este circuito resonante es estimulado por la incidencia y libramiento de la falla, que causa la generación de estas armónicas.

IV.3.2.- Resumen y análisis de resultados

A continuación se muestra una tabla con resumen de los valores máximos y mínimos encontrados:

CASO	T de rec máximo	T de rec mínima	C de arc sec máximo	C de arc sec mínimo
	[kV] raíz media cuadrática	[kV] raíz media cuadrática	[A] raíz media cuadrática	[A] raíz media cuadrática
1	32.24	28.82	13.74	11.20
2	34.04	13.69	4.28	1.39
3	41.54	29.56	16.88	12.24
4	96.32	29.70	13.26	3.27

Tabla 2.- Valores máximos y mínimos encontrados en cada caso para línea de 100 km.

En el caso 2 fueron medidos los menores valores, tanto de tensión de recuperación como de corriente de arco secundario y correspondió a línea con transposiciones y con reactores de fase y reactor de neutro.

En todos los casos las corrientes, de acuerdo a la referencia [18] no sobrepasan los 18 Amperes, por lo que la operación del recierre podría operar exitosamente aún sin el uso de reactor de neutro como medio de extinción de la corriente de arco secundario.

Del análisis de los casos presentados se desprende lo siguiente:

- La corriente de arco secundario disminuye al aplicar el reactor de neutro como medio de extinción.
- Al utilizar reactores de fase, la tensión de recuperación aumenta debido al efecto de la compensación reactiva.
- No es necesaria la aplicación del reactor de neutro, debido a que en todos los casos la corriente de arco secundario fue menor a 18 Amperes, por lo que se espera que al realizar el recierre, ya se encuentre extinto el arco.
- Con la línea adecuadamente transpuesta, al utilizar reactores de fase y neutro, la corriente de arco secundario disminuye 84% en promedio, con respecto a cuando no se utilizan reactores.
- Cuando la línea se considera no transpuesta, al utilizar reactores de fase y neutro, la corriente de arco secundario disminuye un 50% en promedio, con respecto a cuando no se utilizan reactores.

IV.4.- RESUMEN DE RESULTADOS

En general, se observa que siempre que es utilizado el arreglo de reactores de fase y un reactor de neutro, la corriente de arco secundario disminuye. Cuando la línea no está transpuesta; independientemente de su kilometraje, además de que se presentan desbalances, tanto la tensión como la corriente se incrementan.

Se observó que en los casos cuando las líneas de transmisión se representaron como no transpuestas se obtuvieron los valores más altos de tensión de recuperación y según la referencia [25] se tiene que los resultados de los estudios del recierre monopolar indican que el acoplamiento inductivo entre las fases energizadas y desenergizadas pueden generar una tensión sustancial en la fase desenergizada lo cual contribuye significativamente a las corrientes de arco secundario y sobretensiones.

Las corrientes de arco secundario son función de:

- 1.- Líneas de transmisión (configuración y transposición)
- 2.- Longitud de la línea
- 3.- Flujo de potencia en la pre-falla
- 4.- Localización de la falla

Es importante considerar la estabilidad en una red para el ajuste del tiempo muerto durante un recierre monopolar, pues para una red mallada, el tiempo muerto no es tan crítico como para una sola línea que abastece carga; en este último caso, se puede utilizar un reactor de neutro, si es necesario para la extinción de la corriente de arco secundario.

IV.5.- REPRODUCCIÓN DE FALLAS A TIERRA EN UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 230 KV

Considerando la tabla en la que se indica la probabilidad de extinción de arco, basado en la tensión para enlaces sin dispositivos de extinción [17], que se mostró en la sección III.7 de esta tesis:

Tensión [kV]	Rango de éxito [millas]	Rango no exitoso [millas]
765	0 - 50	50 - 80
500	0 - 60	60 - 100
345	0 - 140	140 - 260
230	0 - 300	300 - 500

Se aprecia que para una tensión de 230 kV el rango de éxito en la extinción del arco secundario, y por lo tanto de recierre monopolar es de hasta 300 millas (482.7 km).

Para cotejar esta referencia, se reprodujo por medio del programa ATP una línea de transmisión de 230 kV con las siguientes características:

Longitud 200 km, un conductor por fase, las estructuras que soportan los conductores son tipo horizontal, calibre del conductor 900 mil circular mil (mcm), 2 hilos de guarda de calibre 3/8 de acero galvanizado.

Distancia entre fases de 6.5 m, distancia entre fases y tierra 28.67 m. También se utilizaron datos de resistencias y diámetros de los conductores e hilos de guarda.

Para representar la línea de transmisión se utilizó un modelo de parámetros distribuidos, se aplicó la corrección de retorno de tierra de Carson y el modelo de K. C. Lee, para línea no transpuesta.

Se aplicaron fallas en los extremos y a la mitad de la línea. Se consideró línea no transpuesta, sin reactores de fase ni de neutro.

Los resultados se muestran a continuación:

Distancia de la falla	fase	Tensión de recuperación [kV]	Corriente de arco secundario [A]
		raíz media cuadrática	raíz media cuadrática
A	a	21.33	14.01
	b	23.50	15.87
	c	21.36	14.09
1/2 (100 km)	a	21.36	13.33
	b	23.87	15.50
	c	21.45	13.50
B	a	20.57	13.11
	b	22.67	13.19
	c	16.62	13.10

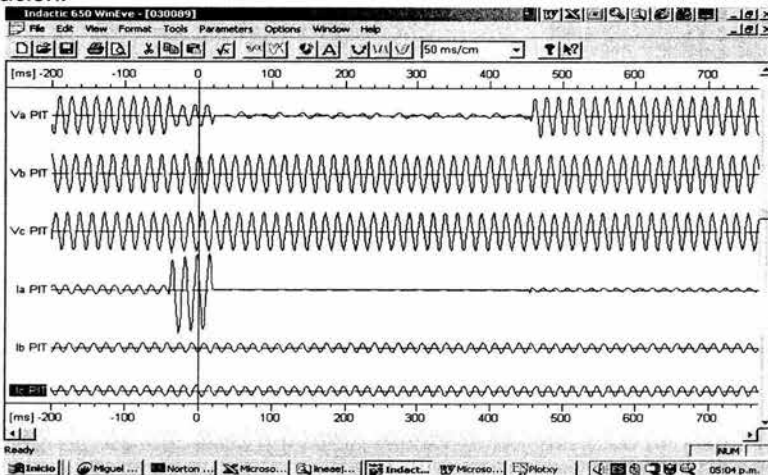
Tabla 3.- Fallas en línea de transmisión de 230 kV considerándola no transpuesta y sin reactores de fase ni de neutro

Se observa que a pesar de haber considerado las condiciones más adversas como son línea no transpuesta y sin dispositivo de extinción de arco secundario, en todos los casos el valor de la corriente fue de menos de 18 amperes.

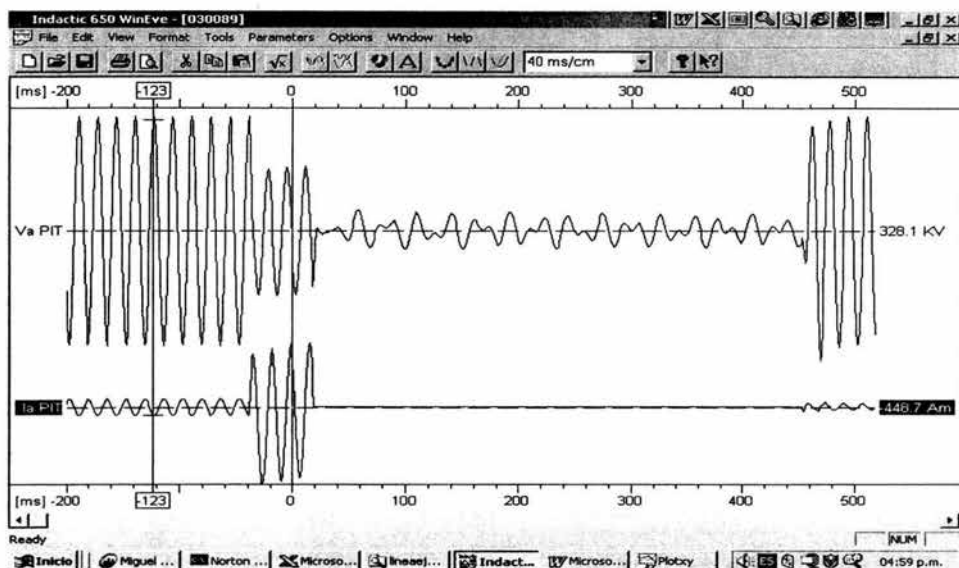
Por lo tanto se considera que en este caso el DRM tiene alta probabilidad de resultar exitoso.

IV.6.- REPRODUCCIÓN DE FALLA REAL

El 17 de marzo del 2001 a las 16:52 hrs, en la línea en 400 kV Pitirera -A3110-Mazamitla, con una longitud de 235 km, se presentó falla de fase A hacia tierra, operando correctamente el esquema de recierre monopolar para librar la falla; dicha línea cuenta con reactor de neutro instalado en la subestación Pitirera. El registro de este evento, capturado en la subestación Pitirera, se muestra a continuación:



Registro 1.- Registro del disturbio del 17 de marzo del 2001 a las 16:52 hrs, en la línea Pitirera -A3110- Mazamitla



Registro 2.- Detalle del disturbio del 17 de marzo del 2001 en el que se muestra la tensión y la corriente de la fase fallada

IV.6.1.- Parámetros de la falla real

Los parámetros medidos de este registro se muestran a continuación:

Tensión de prefalla: 404 kV

Corriente de carga: 317 A

Tensión de recuperación: 37.9 kV (rmc) valor aproximado

Tiempo de extinción del arco secundario: 24 milisegundos

Fase fallada: A

Tiempo de recierre: 438 milisegundos

Corriente de aportación a la falla: 2.6 kiloamperes

Tiempo de libramiento de la falla: 58 milisegundos

En el registro 2 se observa la distorsión de la tensión de recuperación causada por la reactancia capacitiva de la línea, la cual está en resonancia con la reactancia inductiva tanto de los reactores de fase como del reactor de neutro, con lo que se provoca una frecuencia diferente a la nominal (60 Hertz) y ambas frecuencias aparecen sumadas en la tensión de recuperación. La medición que se realiza de la tensión de recuperación es un valor aproximado debido a su distorsión.

El tiempo de libramiento de falla en este caso es de 3.5 ciclos (58 milisegundos) y corresponde al tiempo que tardó en operar la protección, el tiempo de operación del canal de comunicación y el tiempo de operación del interruptor.

IV.6.2.- Reproducción de la falla con el programa de transitorios

Utilizando el programa ATP se configuró la red eléctrica involucrada y se reprodujo la falla, el archivo utilizado se muestra en el apéndice V.

IV.6.2.1.- Consideraciones

Para reproducir la línea de transmisión se consideró su configuración real, la cual es:

Longitud 235 km, dos conductores por fase, las estructuras que soportan los conductores son tipo horizontal, calibre del conductor 1113 mil circular mil (mcm), 2 hilos de guarda de calibre 3/8 de acero galvanizado.

Espacio entre conductores (bundle) 0.45 m, distancia entre fases de 10 m, distancia entre fases y tierra 19.83 m. También se utilizaron datos de resistencias y diámetros de los conductores e hilos de guarda.

La resistencia de falla se consideró de 10 Ohms y se aplica durante 4.3 ciclos (71 milisegundos).

Se consideró la falla de fase A hacia tierra a mitad de la línea.

Para representar la línea de transmisión se utilizó un modelo de parámetros distribuidos, se aplicó la corrección de retorno de tierra de Carson y el modelo para línea transpuesta de Clarke.

El reactor de compensación paralelo utilizado en la subestación Pitirera es de 2.5 MVA por fase (7.5 MVA totales) y el reactor de neutro de 486.7 ohms. El siguiente diagrama muestra la red empleada para la reproducción de la falla real:

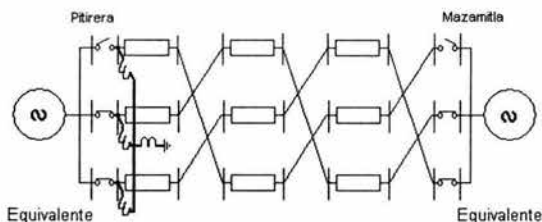


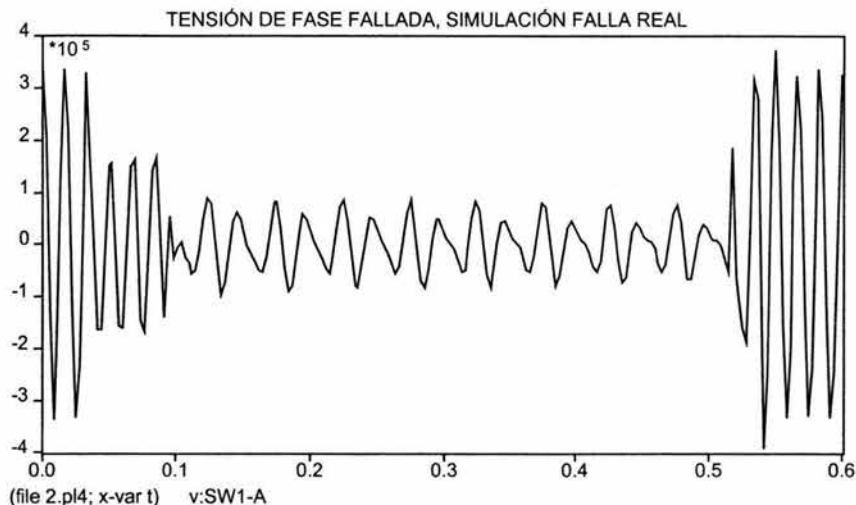
Figura IV-3.- Red empleada para la reproducción de la falla real

Se modificó el ángulo entre los rotores de las unidades y la magnitud de la tensión de excitación para sintonizar la misma tensión en la subestación Pitirera (404 kV) y la misma corriente de carga que existía en el momento de falla (317 A). El archivo utilizado para el programa ATP se muestra en el Apéndice V.

IV.6.3.- Resultados

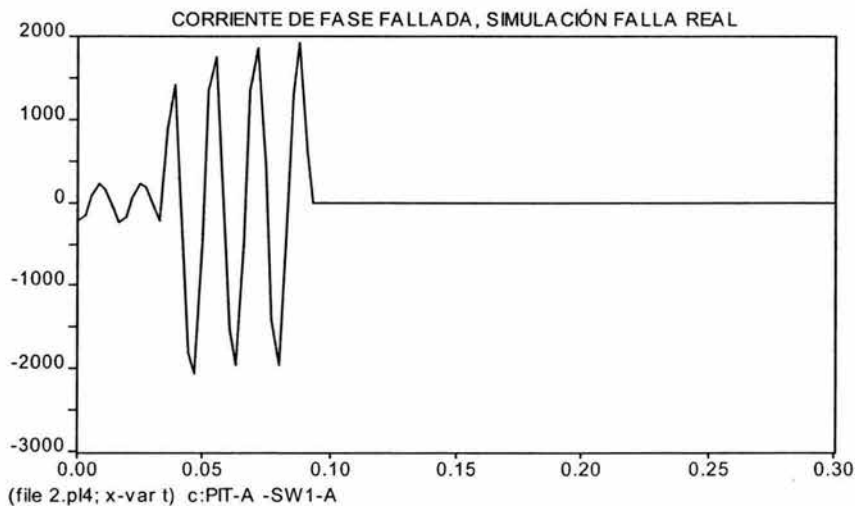
Los resultados obtenidos fueron los siguientes:

Reproducción con el programa ATP del disturbio del 17 de marzo del 2001 a las 16:52 hrs, en la línea Pitirera -A3110- Mazamitla



Gráfica 9.- Tensión de la fase fallada con el programa ATP

La corriente de la fase falla se muestra en la siguiente gráfica



Gráfica 10.- Corriente de fase fallada con el programa ATP

Los resultados obtenidos fueron muy parecidos a los registros obtenidos de la subestación Pitirera.

Los resultados obtenidos fueron muy parecidos a los registros obtenidos de la subestación Pitirera.

Cabe hacer mención que para lograr reproducir la tensión de recuperación como se muestra en el registro, se debió modificar el tiempo en el cual aparece la falla y el ángulo en que incide dicha falla en la tensión.

La distorsión de la tensión recuperación es debido al efecto de los reactores de fase y de neutro como se dijo anteriormente y el programa ATP lo reprodujo con similitud.

La corriente de arco secundario medida de la reproducción de la falla fue de 12 A y según la referencia [18], el recierre tiene altas probabilidades de resultar correcto pues la corriente es menor de 18 A. El recierre fue realizado en 438 milisegundos.

Con la ayuda de simulaciones digitales, fue posible analizar las características de la falla ocurrida en la línea Pitirera -A3110- Mazamitla de 235 km de longitud, relacionadas con el recierre monopolar, como son: tensión de recuperación, tiempo de extinción de arco secundario y tiempo de duración de la falla.

En dicha línea se hace uso de un reactor de neutro para la neutralización de la corriente de arco secundario, el cual también fue simulado al igual que los reactores de fase.

Con el programa ATP, es posible determinar los puntos de falla en varios lugares a lo largo de la línea y medir la corriente de arco secundario, lo cual no es posible realizarlo en el registro real obtenido de Pitirera, de esta forma, se pueden conocer y medir características de la operación de la red eléctrica bajo condiciones de disparo y recierre monopolar.

También es posible modificar la resistencia de la falla, así como la duración de la misma y de esa forma variar la corriente de arco secundario y por lo tanto la tensión de recuperación. Al sintonizar fallas reales con simulación digital, podemos analizar con cierto detalle la operación del esquema de disparo y recierre monopolar.

CAPÍTULO V

Operación del disparo y recierre monopolar en líneas de transmisión de C. F. E.

En este capítulo se muestra un listado del catálogo de líneas de transmisión de Comisión Federal de Electricidad (C.F.E.) que cuentan con recierre monopolar, una tabla con los valores de las mediciones realizadas a los registros de campo de la operación del esquema de disparo y recierre monopolar, así como su análisis. Por último se indica un análisis de las operaciones no exitosas del esquema de recierre.

V.1.- LÍNEAS DE TRANSMISIÓN QUE CUENTAN CON DISPARO Y RECIERRE MONOPOLAR EN C. F. E.

C.F.E. es la empresa eléctrica que genera y transmite más cantidad de energía eléctrica en la República Mexicana. Desde principios de los años ochenta, se ha implementado en sus protecciones de línea de transmisión tanto en 400 kV como en 230 kV el esquema de disparo y recierre monopolar.

Para designar la línea que a de contar con dicho esquema se considera lo siguiente:

- Cuando existen pocos enlaces de centros de generación al resto de la red eléctrica.
- En caso de salida de operación debido a falla, se ponga en riesgo la estabilidad eléctrica de la red.
- La protección de línea en ambos extremos debe incluir el esquema de DRM, así como interruptor de potencia por cada una de las fases.

Con la finalidad de conocer la cantidad de líneas de transmisión en 400 kV y 230 kV, que cuentan con el esquema de DRM en C.F.E.; así como su kilometraje a continuación se presenta un listado, actualizado a octubre de 2002 [26], dividido en las nueve Áreas de Transmisión y Transformación (ATT) con que cuenta C.F.E.

ATT CENTRAL

Línea de transmisión	Kilómetros
400 kV	
Donato Guerra-A3610-Almoloya	43
Almoloya-A3X10-Nopala	53
Almoloya-A3X20-Atzacmulco Potencia	27.5
San Bernabé-A3690-Donato Guerra	92.5

Donato Guerra-A3620-Nopala	95
Tula-A3370-Poza Rica II	203
Donato Guerra-A3010-Lazaro Cárdenas	192
Salamanca-A3320-Atequiza	221
Salamanca-A3310-Carapan	124
Texcoco-A3380-Tuxpan Vapor	257
Texcoco-A3680-Tuxpan Vapor	254
Texcoco-A3780-Tuxpan Vapor	257
Puebla II-A3090-Laguna Verde	226
Tecali-A3190-Laguna Verde	212
Yautepec Potencia-A3640-Topilejo	76
Yautepec Potencia-A3T40-Tecali	128
Puebla II-A3920-Ojo de Agua Potencia	125
Querétaro Potencia-A3020-Tula	150
Querétaro Potencia-A3290-Tula	144
Querétaro Potencia-A3330-Salamanca	84
Querétaro Potencia-A3990-Salamanca	78
230 kV	
Ixtapa Potencia-93070-Lázaro Cárdenas Potencia	72
Los Amates-93210-Quemado	20
Los Amates-93230-Mezcala	143
Mezcala-93220-Quemado	149
Mezcala-93240-Emiliano Zapata	115
Mezcala-93250-Emiliano Zapata	124
Mezcala-93280-Pie de la Cuesta	87
Pie de la Cuesta-93060-Ixtapa	203
Pie de la Cuesta-93050-Amates	38
Pie de la Cuesta-93030-Quemado	25
Tecali-93090-Yecapixtla	100
Yecapixtla-93510-Yautepec Potencia	18
Mezcala-93280-Quemado	134
Yautepec-93500-Emiliano Zapata	26

ATT NORESTE

Línea de transmisión	Kilómetros
400 kV	
Carbón II-A3830-Lampazos	159
Carbón II-A3840-Lampazos	159
Escobedo-A3720-Villa de García	27
Escobedo-A3770-San Nicolás	14
Escobedo-A3880-Lampazos	144
Escobedo-A3890-Lampazos	144
Río Escondido-A3000-Hércules Potencia	350

Ramos Arizpe Pot.-A3D60-Villa de García	40
Ramos Arizpe Pot.-A3700-Torreón Sur	261
Escobedo-A3970-San Nicolás	14
Huinalá-A3D80-Aeropuerto	196

ATT NOROESTE

Línea de transmisión	Kilómetros
Mazatlán II-A3600-Tepic II	252
230 kV	
Pueblo Nuevo-93530-Obregon IV	68
Pueblo Nuevo-93550-Ciudad Obregon III	80
Ciudad Obregon III-93450-Ciudad Obregon IV	31
Ciudad Obregon III-93470-Ciudad Obregon IV	30
Puerto Libertad-93330-Aeropuerto	191
Hermosillo III-93370-Aeropuerto	31
Hermosillo III-93380-Aeropuerto	31
Aeropuerto-93900-Hermosillo IV	19
Aeropuerto-93910-Hermosillo IV	19
Los Mochis II-93660-Luisiana	62
Los Mochis Industrial-93600-Luisiana	33
Hermosillo V-93320-Cementos del Yaqui	11
Ciudad Obregon IV-93510-Pueblo Nuevo	68
Ciudad Obregon III-93420-Puerto Guaymas II	119
Ciudad Obregon III-93440-Puerto Guaymas II	121
Culiacán III-93700-Culiacan Potencia	12
Culiacán III-93710-Guamuchil II	104
Culiacán III-93720-Culiacan Potencia	13
Culiacán III-93730-Guamuchil II	104
Guamuchil II-93620-Los Mochis II	94
Guamuchil II-93640-Los Mochis II	94
El Habal-93800-Mazatlán II	15
El Habal-93810-Culiacan Potencia	203
El Habal-93850-Culiacan Potencia	216
El Habal-93860-Mazatlan II	16
Hermosillo IV-93340-Hermosillo V	41
Hermosillo IV-93350-Puerto Guaymas	135
Hermosillo V-93310-Hermosillo III	18
Hermosillo V-93300-Hermosillo III	18
Hermosillo V-93410- Puerto Guaymas II	127
Hermosillo V-93430-Puerto Guaymas II	129
Hermosillo III-93110-Santa Ana	156
Hermosillo III-93210-Nacozari	195
Huites-93520-Pueblo Nuevo	108
Huites-93540-Pueblo Nuevo	108
Nacozari-93220-La Caridad	14

Pueblo Nuevo-93610-Los Mochis II	132
Pueblo Nuevo-93630-Los Mochis II	132
Los Mochis II-93650-Los Mochis Industrial	33
Luisiana-93670-Topolobampo	28
Los Mochis Industrial-93680-Topolobampo	30
Mazatlán II-93830-Culiacan Potencia	223
Cananea-93230-Nacozari	103
Puerto Libertad-93050-Santa Ana	172
Puerto Libertad-93070-Santa Ana	172
Puerto Libertad-93080-Seis de Abril	100
Puerto Libertad-93090-Seis de Abril	100
Cananea-93120-Santa Ana	108
Cananea-93140-Santa Ana	108
Santa Ana-93180-Industrial Caborca	109
Durango II-93820-Mazatlán II	220
Durango Sur-93880-Mazatlán II	220
Industrial Caborca-93010-Seis de Abril	49

ATT NORTE

Línea de transmisión	Kilómetros
400 kV	
Torreón Sur-A3700-Ramos Arizpe Pot.	272
Encino-A3A10-Hercules Pot.	219
Hércules Potencia-A3000-Río Escondido	54
230 kV	
Avalos-93960-El Encino	26
El Encino-93340-Cuauhtemoc	118
El Encino-93350-Cuauhtemoc	118
Gómez Palacio-93040-Camargo II	295
Gómez Palacio-93080-Camargo II	289
Camargo II-93160-Santiago II	120
Chihuahua Norte-93230-Moctezuma	165
Chihuahua Norte-93240-Moctezuma	170
Chihuahua Norte-93260-Francisco Villa	105
Durango II-93090-Lerdo	201
Durango II-93820-Mazatlán II	220
Durango Sur-93880-Mazatlán II	220
Moctezuma-93190-Samalayuca	129
Moctezuma-93250-Nuevo Casas Grandes	164
Moctezuma-93290-Samalayuca	129
Moctezuma-93300-Samalayuca II	131

ATT OCCIDENTE

Línea de transmisión	Kilómetros
400 kV	
Aguascalientes Potencia -A3250-Atequiza	214
Aguamilpa-A3530-Tepic II	34
Aguamilpa-A3550-Tepic II	34
Aguascalientes Potencia-A3670-Tesistan	191
Acatlán-A3230-Manzanillo	178
Acatlán-A3480-Mazamitla	85
Acatlán-A3650-Tesistan	60
Atequiza-A3240-Manzanillo	207
Atequiza-A3320-Salamanca	221
Carapan-A3200-Lázaro Cárdenas Potencia	237
Carapan-A3310-Salamanca	124
Lázaro Cárdenas Potencia-A3010-Donato Guerra	275
Lázaro Cárdenas Potencia-A3100-Pitirera	46
Lázaro Cárdenas Potencia-A3300-Pitirera	46
Mazamitla-A3110-Pitirera	235
Mazamitla-A3J20-Tapeixtles	180
Tepic II-A3590-Tesistan	189
Tepic II-A3630-Tesistan	189
230 kV	
San Luis Potosí-93920-Charcas	104
Carapan-93210-Zamora Potencia	30
Zamora Potencia-93710-Ocotlán	67
Aguascalientes Oriente-93340-San Luis Potosí I	148
Aguascalientes Potencia-93140-Villa de Reyes	143
Ciudad Guzman-93540-Colima II	78
Carapan-93910-Morelia Potencia	85
Carapan-93940-Morelia Potencia	87
Tepic II-93930-Vallarta Potencia	106
Lázaro Cárdenas Potencia-93070-Ixtapa Potencia	72

ATT ORIENTE

Línea de transmisión	Kilómetros
Tamós-A3790- Poza Rica II	204
Tamós-A3490-Poza Rica II	198
Altamira-A3590-Tamós	25
Laguna Verde-A3090-Puebla II	226
Laguna Verde-A3190-Tecali	212
Laguna Verde-A3390-Poza Rica II	153

Poza Rica II-A3490-Tamós	198
Poza Rica II-A3580-Tuxpan Vapor	68
Tuxpan Vapor-A3380-Texcoco	257
Tuxpan Vapor-A3680-Texcoco	254
Tuxpan Vapor-A3780-Texcoco	257
Poza Rica II-A3370-Tula	203
230 kV	
El Castillo-93540-Jalacingo	50
El Castillo-93550-Jalacingo	55
Mazatepec-93470-Jalacingo	49
Minera Autlán-93160-Pantepec	151
Jalacingo-93050-Poza Rica II	90
Laguna Verde-93860-Veracruz II	80
Minera Autlán-93150-Tampico	30
Minera Autlán-93160-Pantepec	151
Mazatepec-93030-Poza Rica II	67
Poza Rica I-93170-Pantepec	59
Temascal I-93710-Oaxaca Potencia	37
Juile-93950-Juchitan II	145
Juile-93000-Juchitan II	146
Temascal I-93720-Temascal II	4

ATT PENINSULAR

Línea de transmisión	Kilómetros
230 kV	
Escarcega-93010-Ticul II	268
Escarcega-93020-Ticul II	268
Escarcega-93040-Ticul II	268
Kanasin-93030-Ticul II	67
Kanasin-93230-Ticul II	61
Valladolid-93050-Balam	162
Balam-93060-Nizuc	38
Nizuc-93070-Valladolid	155
Kanasin-93080-Valladolid	145
Ticul II-93090-Xul Há	270
Valladolid-93100-Ticul II	151
Nizuc-93170-Playa del Carmen	63
Escárcega-93210-Santa Lucía	147
Escárcega-93220-Santa Lucía	147
Santa Lucía-93810-Kilómetro 20	142
Santa Lucía-93820-Macuspana II	126
Escárcega-93830-Macuspana II	273

ATT BAJA CALIFORNIA

Línea de transmisión	Kilómetros
230 kV	
C.T. Presidente Juárez-93140-Cipres	95
Metrópoli-93280-Rosita	133
Metrópoli-93150-Rumorosa	108

ATT SURESTE

Línea de transmisión	Kilómetros
400 kV	
Angostura-A3T30-Tapachula	196
Angostura-A3030-Manuel Moreno Torres	73
Angostura-A3130-Manuel Moreno Torres	89
Manuel Moreno Torres-A3050-Malpaso II	64
Manuel Moreno Torres-A3150-Malpaso II	67
230 kV	
Kilómetro 20-93900-Villahermosa Norte	31
Villahermosa Norte-93870-Macuspana II	60
Villahermosa Norte-93980-Cardenas II	49
Cárdenas II-93970-Peñitas	73
Peñitas-93930-Malpaso II	35
Peñitas-93940-Malpaso II	35
Juchitan II-93950-Juile	145
Juchitan II-93000-Juile	145
Kilómetro 20-93850-Macuspana	35
Kilómetro 20-93910-Peñitas	90
Kilómetro 20-93920-Peñitas	75
Macuspana-93840-Malpaso II	150
Oaxaca Potencia-93710-Temascal I	164
Santa Lucía-93810-Kilómetro 20	141
Santa Lucía-93820-Macuspana II	121
Escárcega-93830-Macuspana II	273

Para octubre de 2002 se tiene un total de:
Líneas de transmisión con DRM en 400 kV: 60
Líneas de transmisión con DRM en 230 kV: 134

La tendencia es que aumente el número de líneas con operación de disparo y recierre monopolar, debido a la necesidad de mantener el flujo de potencia al presentarse falla de fase a tierra en una línea o por la importancia de los enlaces dentro de la red eléctrica Nacional.

V.2.- REGISTROS DE DISPARO Y RECIERRE MONOPOLAR

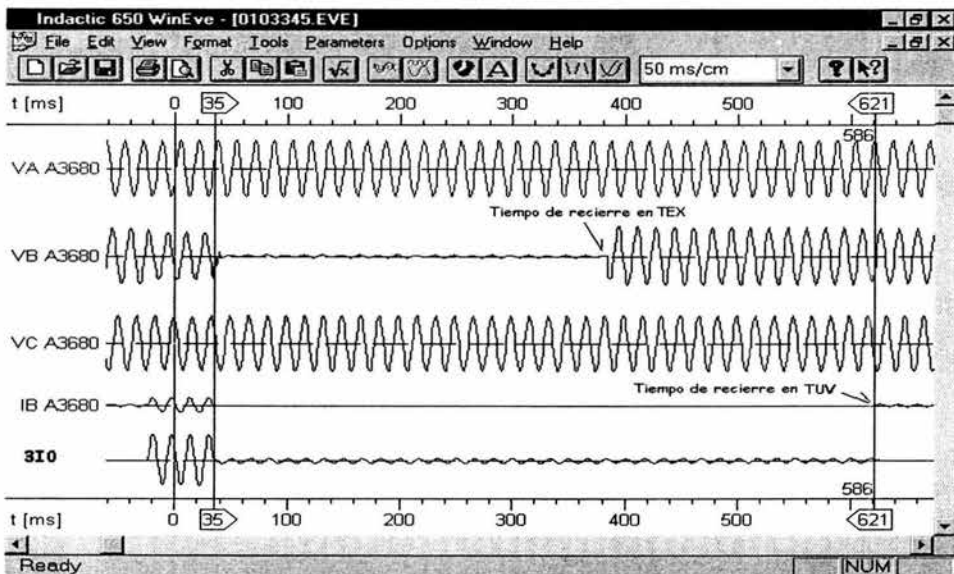
En la Subgerencia de Protecciones de C.F.E., se han realizado mediciones de algunos registros de operación del esquema de disparo y recierre monopolar; entre otras mediciones tenemos: tiempo de libramiento de falla (T LIB DE FALLA), corriente de aportación a la falla (APORT A LA FALLA), tensión de recuperación (T DE REC) y tiempo de extinción de la corriente de arco secundario (T DE EXT), correspondientes a los años 2000, 2001 y 2002 para 400 y 230 kV.

V.2.1.- Ejemplo de medición de parámetros del DRM en registros

A continuación se muestran algunos registros que fueron analizados así como los parámetros medidos:

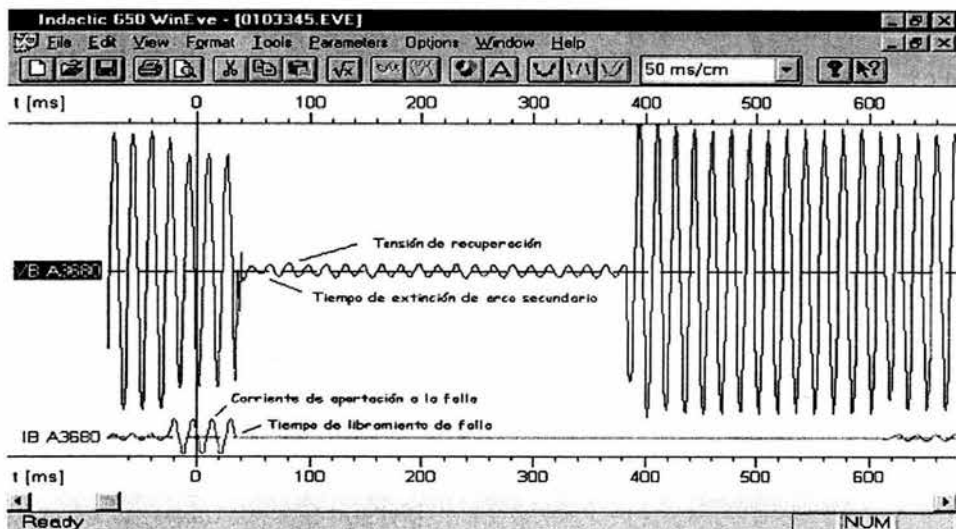
V.2.1.1.- Mediciones típicas de parámetros en registros del DRM

En la siguiente gráfica se muestra el registro de la falla en la línea Texcoco - A3680-Tuxpan Vapor con 254 km de longitud, del día 27 de abril del 2000 a las 18:30 horas, donde hubo falla en la fase b, dicho registro fue capturado en la subestación Tuxpan Vapor.



Registro 3.- Registro en la subestación Tuxpan Vapor de la falla del 27 de abril del año 2000

Para este mismo evento se muestran en detalle algunos otros parámetros.



Registro 4.- Registro en la subestación Tuxpan Vapor de la falla del 27 de abril del año 2000, detalle

Algunas características medidas se muestran en estos registros, tales como tensión de recuperación, corriente de aportación a la falla, tiempo de libramiento de falla y tiempo de recierre. Tanto la tensión de recuperación como la corriente de aportación a la falla son reportadas en valores de raíz media cuadrática (rmc). Los valores medidos en este registro fueron:

Tensión de recuperación: 11 kV (rmc).

Tiempo de extinción del arco secundario: 25 milisegundos (1.5 ciclos). Esta línea opera con reactores de fase y reactor de neutro, por esta situación el arco secundario se extinguió en un tiempo corto.

Fase donde ocurrió la falla transitoria a tierra: B

Tiempo de recierre: En Tuxpan Vapor 586 milisegundos, en Texcoco: 350 milisegundos. Aquí se observa el cierre secuencial de la línea, es decir, el esquema de recierre se programó para que primero cierre el interruptor en la subestación de Texcoco y 236 milisegundos (14 ciclos) después cierre la subestación de Tuxpan Vapor. Esto se realiza así para evitar someter a las unidades de generación a esfuerzos mecánicos en caso que se llegara a recerrar bajo condiciones de falla, debido que en Tuxpan Vapor existen unidades generadoras.

Aportación a la falla: 2.8 kiloamperes de la subestación Tuxpan Vapor. Si se contara con el registro del extremo de Texcoco podríamos tener la corriente de contribución a la falla de fase a tierra total, y eso nos podría ayudar, entre otras cosas, a determinar el nivel de aislamiento real, no calculado, de los interruptores de potencia.

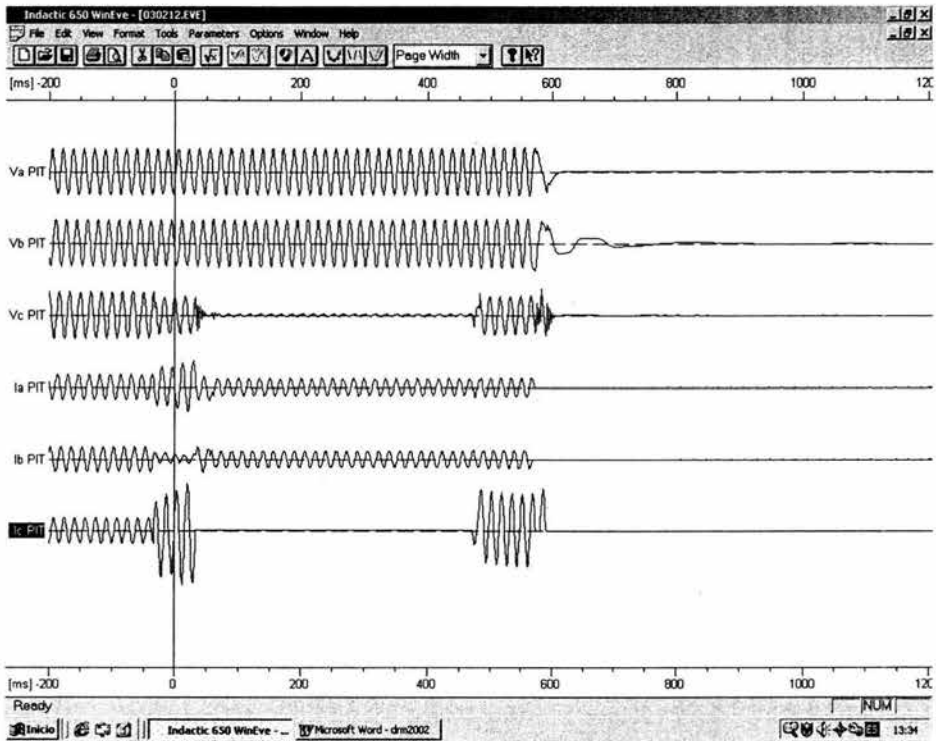
Tiempo de libramiento de falla: 58 milisegundos (3.5 ciclos). Como se ha comentado, aquí se incluye el tiempo de operación de la protección, el tiempo de

actuación del canal de comunicaciones y el tiempo que tarda en librar la falla el interruptor de la línea.

V.2.1.2.- Otros registros del DRM

1.- Registro de recierre bajo falla

Enseguida se muestra el registro de Mazamitla, con disparo de la línea MTA-A3110-PIT, donde se presentó recierre bajo falla el día 20 de junio del 2001, a las 15:02 hrs.



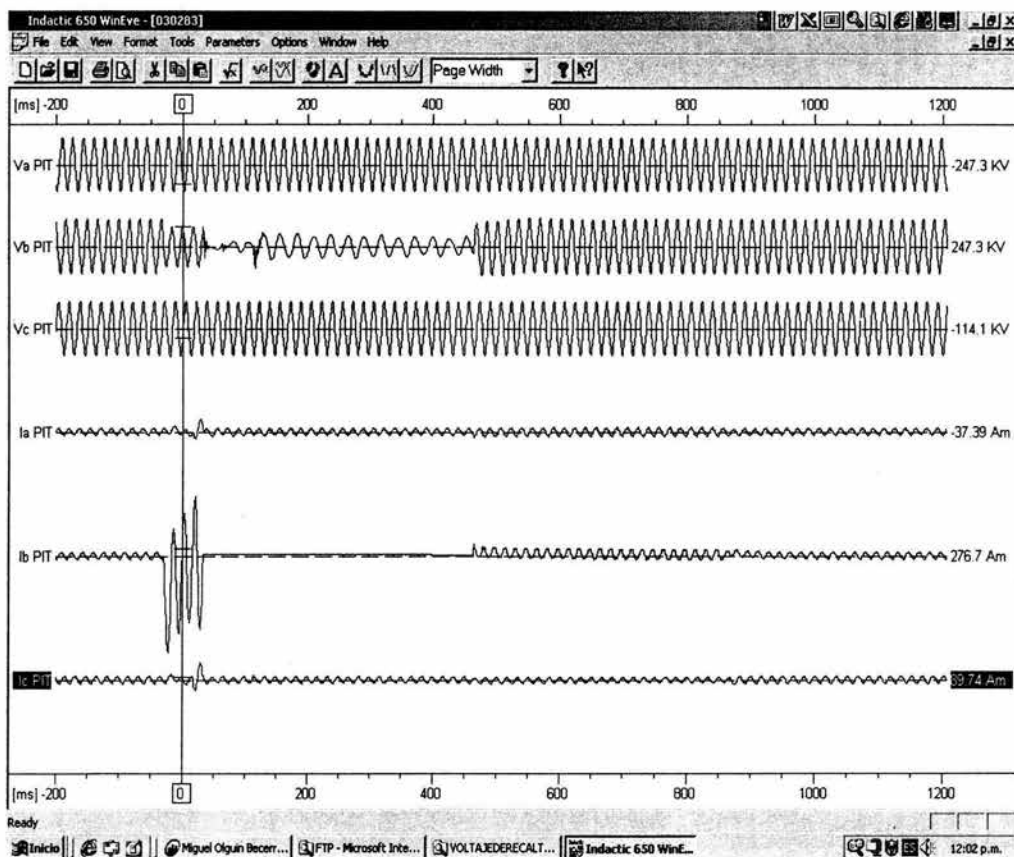
Registro 5.- Registro del recierre bajo falla en la línea MTA-A3110-PIT

Después de 6.5 ciclos de permanecer cerradas las tres fases, disparan en forma tripolar, pues aún se encontraba presente falla en la fase C.

2.- Registro de tensión de recuperación de alta magnitud

Registro de la subestación Mazamitla, capturado el día 1° de julio de 2001, a las 18:37 hrs en la línea Mazamitla - A3110 – Pitirera (235 km).

Tensión de recuperación de 47.7 kV (rmc). En este registro se midió una de las más altas magnitudes de la tensión de recuperación y podría no haber recerrado, por presentarse un re-encendido del arco secundario y por lo tanto, no llegar a concretarse el recierre, según se indica en la referencia [16] donde se midieron tensiones de recuperación de 43.1 kV sin el uso de reactores paralelo para línea de 500 kV; considerando que en este enlace sí existen reactores de fase y de neutro.



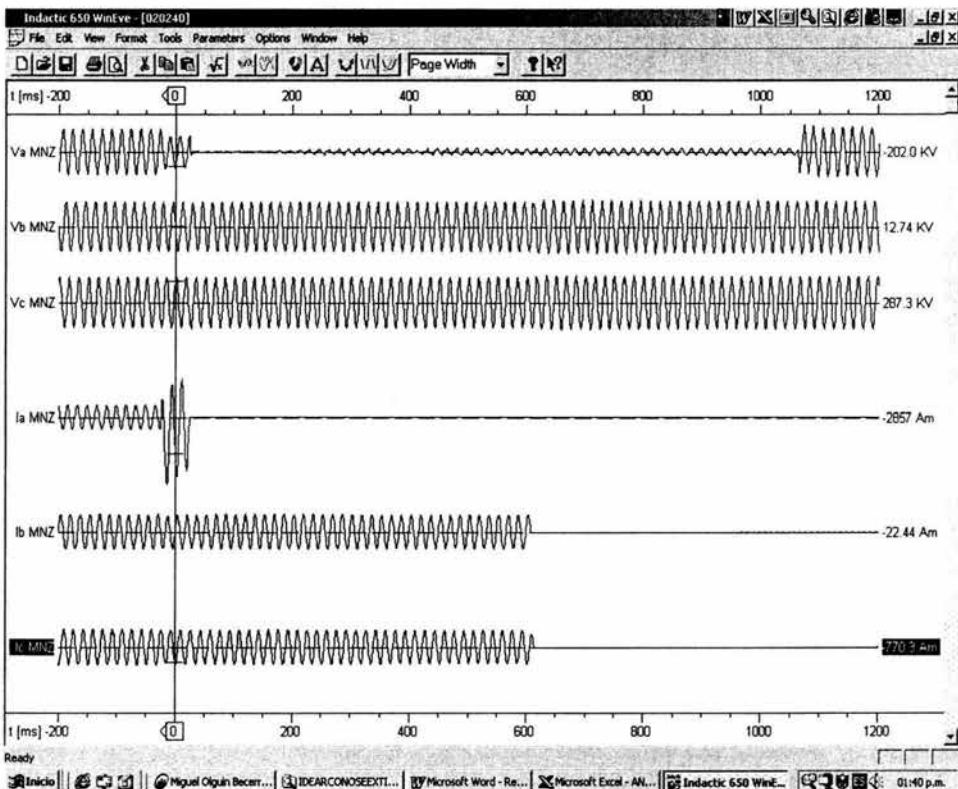
Registro 6.-Tensión de recuperación de magnitud alta

3.- Registro de amplio tiempo de fase abierta.

Registro en la subestación Atequiza, capturado el día 19 de julio de 2001, a las 16:35 hrs. en la línea Atequiza-A3240-Manzanillo (207 km).

Tiempo de extinción de 1058 mseg (63.5 ciclos). Este registro indica uno de los mayores tiempos de recierre o tiempo muerto. Al ajustar este tiempo de recierre, se debe considerar si no existen problemas de estabilidad en la red eléctrica, así como la coordinación con otras protecciones adyacentes.

Adicionalmente, en este registro se obtuvo el valor más alto de tiempo de extinción de arco secundario (190 milisegundos).



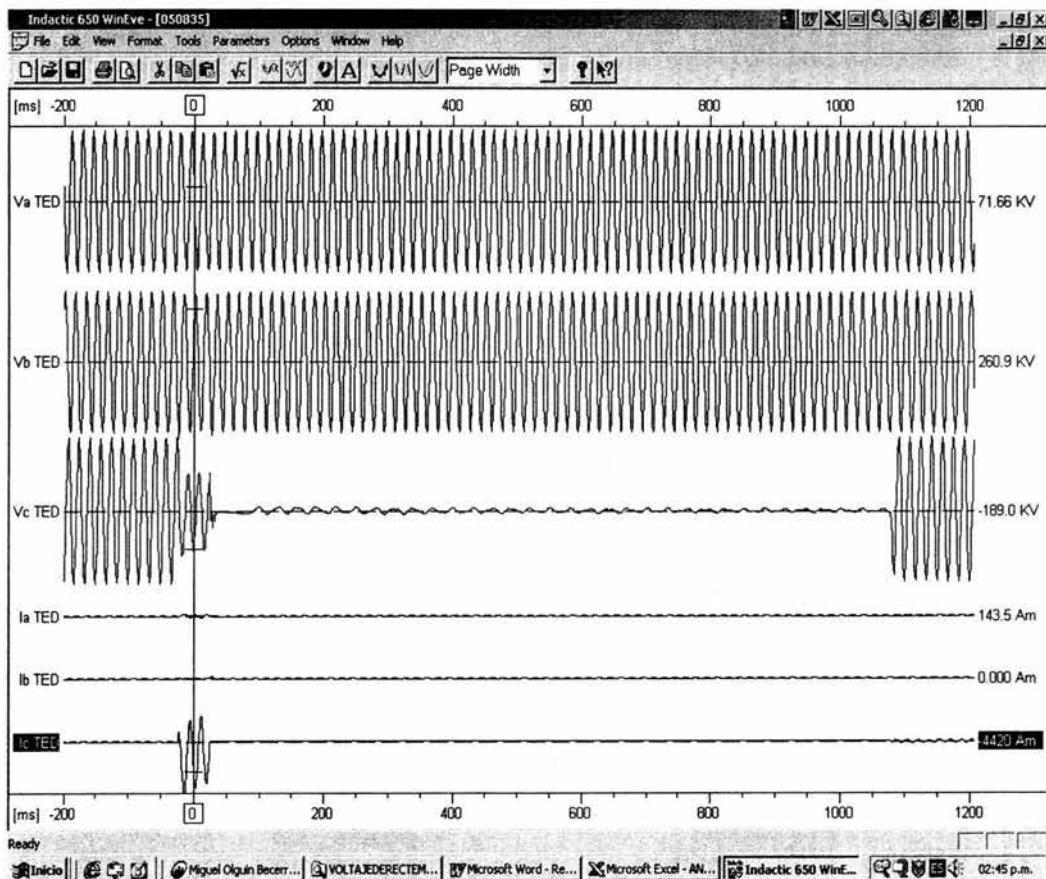
Registro 7.- Amplio tiempo de fase abierta

El tiempo de polo abierto fue poco más de un segundo, lo que es alto para el común de los tiempos de extinción, según se puede constatar en las tablas de los registros de fallas.

4.- Registro de tiempo de fase abierto amplio y tensión de recuperación distorsionada.

Registro en la subestación Tesistan, capturado el día 2 de julio de 2001, a las 20:07 hrs. en la línea Tepic II - A3590 – Tesistan (189 km)

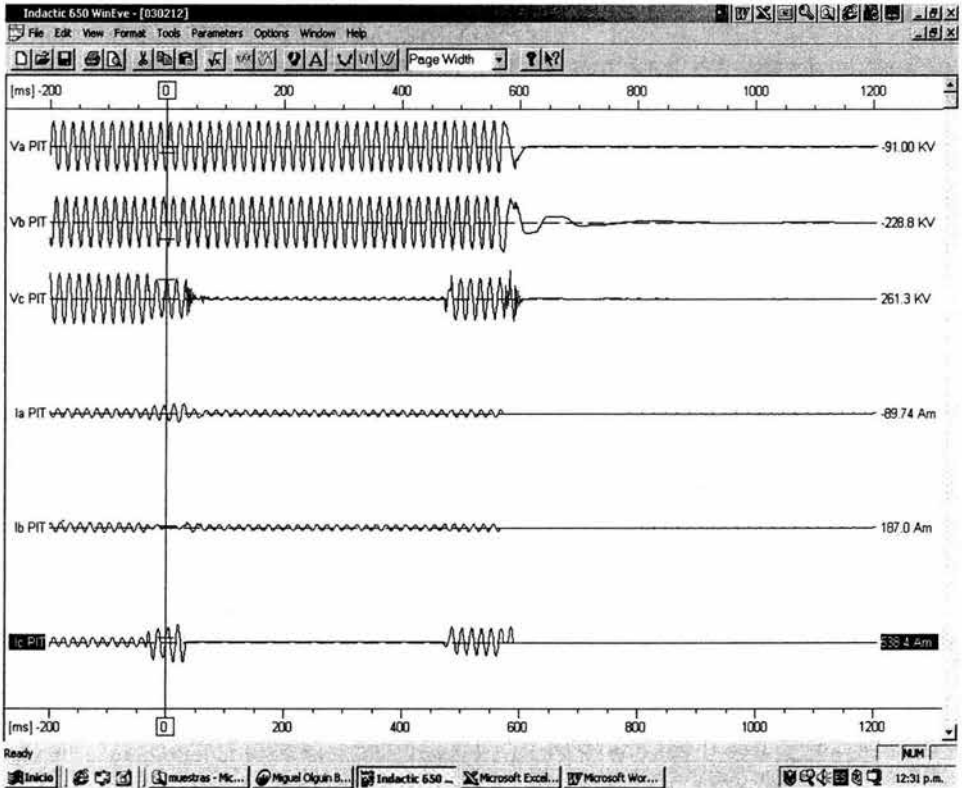
Tensión de recuperación de 13.7 kV (rmc) valor aproximado, y tiempo de recierre 1052 milisegundos (63 ciclos).



Registro 8.- Tiempo de fase abierta amplio y tensión de recuperación distorsionada

5.- Registro de recierre bajo falla.

Registro de la subestación Mazamitla, capturado el día 20 de junio de 2001, a las 15:02hrs en la línea Mazamitla - A3110 – Pitirera (235 km). Se observa que la línea recierra bajo falla y 6 ciclos después dispara en forma tripolar, debido a que la falla aún no se extinguió.



Registro 9.- Recierre bajo falla

V.3.- TABLAS DE LOS VALORES MEDIDOS DE LOS REGISTROS

Enseguida se muestran las mediciones realizadas a los registros de operación de DRM que fueron recibidos en la Subgerencia de Protecciones de C.F.E. de 400 kV y 230 kV correspondientes a los años 2000, 2001 y 2002.

400 KV

L.T.	UBICACION	FECHA	HORA	T DE REC	T DE EXT	FASE	TIEMPO DE RECERRE	APORT A LA FALLA	T LIB DE FALLA
	REAC DE NEUT			[kV rms]	[miliseg]		[miliseg]	[A rms kA]	[miliseg]
ATQ-A3320-SLM	SLM	04-Ene-00	15:35	10.8	62	B	SLM-1017	SLM-2.9	50
ATQ-A3320-SLM	SLM	23-May-01	14:35	25.5	94	A	ATQ-1029	ATQ-4.9	34
ATQ-A3320-SLM	SLM	07-Ago-01	20:38	17.4	85	C	ATQ-1051	ATN-2.1	49
ATQ-A3320-SLM	SLM	06-Mar-02	12:55	26.3	67	A	ATQ-1027		55
ATQ-A3320-SLM	SLM	20-Mar-02	16:19	26.3	94	A	SLM-1014	SLM-1.4	58
ATQ-A3250-APT	NO EXISTE	27-Mar-01	12:53	26.6	44	A	APT-882, ATQ-910	APT-5.2	47
ATQ-A3250-APT	NO EXISTE	12-May-01	22:49	25.5	52	C	ATQ-893, APT-920	ATQ-6.7	37
ESC-A3880-LAM	LAM	24-Mar-00	04:13	18.6	51.6	C	ESC-418, LAM-462	ESC-1.7	48
TUV-A3680-TEX	TUV	27-Abr-00	18:30	11	25	B	TUV-576, TEX-350	TUV-2.8	58
TUV-A3680-TEX	TUV	07-Jun-00	14:20	29	53	A	TUV-593, TEX-361	TUV-2.9	51
TUV-A3780-TEX	TUV	18-Jun-00	17:03	11.6	66.5	C	TUV-331	TUV-2.9	50
TEX-A3780-TUV	TUV	21-Ago-00	17:27	11.2	68	C	TEX-338	TEX-10.1	50
MTA-A3110-PIT	PIT	19-Jun-00	15:13	38.6	30	B	MTA-429	MTA-4.0	57
MTA-A3110-PIT	PIT	20-Jun-01	15:02	17.5	45	C	MTA-437	MTA-1.4	67
MTA-A3110-PIT	PIT	23-Jul-01	03:47	32.3	41	B	MTA-439	MTA-1.5	68
MTA-A3110-PIT	PIT	17-Mar-01	16:52	37.9	24	A	PIT-438	PIT-2.6	58
MTA-A3110-PIT	PIT	01-Jul-01	18:37	47.7	40	B	MTA-431	MTA-1.4	63
MTA-A3110-PIT	PIT	20-Jul-01	04:29	25.1	33	A	MTA-434	MTA-1.4	68
MTA-A3110-PIT	PIT	20-Jul-01	04:37	29.9	34	A	MTA-437	MTA-1.4	67
REC-A3000-HCP	HCP	23-Jun-00	19:43	12.94	46.9	B	REC-756	REC-2.2	41
MTA-A3480-ATN	NO EXISTE	02-Mar-02	17:05	36.5	51	B	ATN-1106	ATN-2.4	62
MNZ-A3230-ATN	ATN	27-Jun-00	04:28	27.36	46	C	MNZ-1040, ATN-1155	MNZ-6.8	50
MNZ-A3230-ATN	ATN	08-May-01	13:17	41.1	78	A	MNZ-1113	MNZ-3.9	48
MNZ-A3230-ATN	ATN	25-Feb-02	14:46	31.6	110	B	MNZ-922	MNZ-2.4	53
ATQ-A3240-MNZ	ATQ	17-Mar-01	12:03	16.6	102	A	ATQ-1055	ATQ-7.7	47
ATQ-A3240-MNZ	ATQ	17-Mar-01	12:08	16.1	60	C	ATQ-1056	ATQ-7.7	49
ATQ-A3240-MNZ	ATQ	17-Jun-01	16:46	30.2	31	B	ATQ-950	ATQ-2.1	22
ATQ-A3240-MNZ	ATQ	19-Jul-01	16:35	31.6	190	A	ATQ-1058	ATQ-2.5	49
TSN-A3650-ATN	NO EXISTE	17-Abr-01	15:36	30.3	102	C	TSN-1050	TSN-1.6	50
TED-A3590-TSN	NO EXISTE	01-May-01	20:22	6.3	73	C	TED-1046	TED-2.0	65
TED-A3590-TSN	NO EXISTE	02-Jul-01	20:07	13.7	66	C	TSN-1052	TSN-3.8	48
MTA-A3J20-TPX	NO EXISTE	19-Jun-01	16:13	28.2	71	C	MNZ-637 TPX-848	MNZ-3.9	53
MTA-A3J20-TPX	NO EXISTE	11-Feb-02	21:56	37.2	36	A	MTA-839		64

230 KV

L.T.	UBICACION	FECHA	HORA	T DE REC	T DE EXT	FASE	TIEMPO DE RECIERRE	APORT A LA FALLA	T LIB DE FALLA
	REAC DE NEUT			[kV rmc]	[milseg]		[milseg]	[A rmc kA]	[milseg]
GMD-93640-LMD	NO EXISTE	13-Ago-00	18:18			A		GMD-3.0	
GMD-93730-CUT	NO EXISTE	23-Ene-01	03:11	15.7	172	A	GMD-343	GMD-2.2	56.5
CUT-93730-GMD	NO EXISTE	23-Ene-01	03:11	14.6	122	A	CUT-567, GMD-315	CUT-1.7	82
GMD-93730-CUT	NO EXISTE	06-Feb-01	17:16	14.3	72.5	A	GMD-342	GMD-0.8	125.2
CUT-93730-GMD	NO EXISTE	06-Feb-01	17:16	21.0	71.4	A	CUT-576, GMD-398	CUT-3.8	67
GMD-93620-LMD	NO EXISTE	19-Feb-00	02:54	12.4	28	A	GMD-341, LMD-440	GMD-1.7	59
LMD-93620-GMD	NO EXISTE	27-Abr-01	05:27	17.1	182.2	C	LMD-347, GMD-614	LMD-1.5	57.3
GMD-93620-LMD	NO EXISTE	27-Abr-01	05:27	17.1	185.2	C	GMD-348	GMD-4.9	57.75
HBL-93810-SCP	NO EXISTE	12-Mar-00	22:23	16.8	59.6	A	HBL-616, SCP-423	HBL-0.8	65
MZL-93240-ZAP	NO EXISTE	01-Abr-00	15:07	14.3	233	A	ZAP-1095, MZL-945	ZAP-7.1	61
MZL-93240-ZAP	NO EXISTE	01-Abr-00	15:13	12.3	215	A	ZAP-1129, MZL-945	ZAP-6.9	51
VHN-93980-CDD	NO EXISTE	04-Abr-00	13:11	15.8	228	B	VHN-929, CDD-580	VHN-1.0	67
PNO-93610-LMD	NO EXISTE	20-May-00	13:12	13.6	235.5	A	PNO-708, LMD-538	LMD-2.6	42
OMP-93710-TMU	NO EXISTE	16-Jun-00	00:40			C		OMP-1.2	73
MZL-93220-QMD	NO EXISTE	23-Ago-01	17:25	15.2	18.9	A	MZL-516, QMD-545	MZL-1.3	77.2
CNN-93140-STA	NO EXISTE	19-Jun-00	13:31	15.1	112.5	C	CNN-743, STA-407	CNN-2.2	56
ZAP-93250-MEZ	NO EXISTE	15-Ago-00	07:38	42.6	217.5	B	ZAP-835, MEZ-913	ZAP-1.4	120
MCD-93840-MPD	NO EXISTE	14-Oct-01	17:46	22.2	63.1	C	MPD-600, MCD-869	MPD-4.3	66.14
MPD-93940-PEA	NO EXISTE	14-Oct-01	17:46	22.2	64	C	MPD-870, PEA-600	MPD-4.3	66

V.4.- ANÁLISIS DE LOS REGISTROS

Según el análisis a las mediciones en los registros de operación del recierre monopolar, se obtienen los siguientes resultados:

400 KV

	RANGO
TENSIÓN DE RECUPERACIÓN	6 – 48 kV rmc
TIEMPO DE EXTINCIÓN DEL ARCO SEC.	24 – 190 milisegundos
TIEMPO DE RECIERRE (Tiempo Muerto)	331 – 1155 milisegundos
APORTACIÓN A LA FALLA	1.4 – 10 kA rmc
TIEMPO DE LIBRAMIENTO DE LA FALLA	22 – 68 milisegundos

230 KV

	RANGO
TENSIÓN DE RECUPERACIÓN	12 – 43 kV rmc
TIEMPO DE EXTINCIÓN DEL ARCO SEC.	19 – 235 milisegundos
TIEMPO DE RECIERRE	315 – 1129 milisegundos
APORTACIÓN A LA FALLA	0.8 – 7 kA rmc
TIEMPO DE LIBRAMIENTO DE LA FALLA	42 – 125 milisegundos

Se observa lo siguiente:

- Las magnitudes de la tensión de recuperación, son mayores en 400 kV, esto porque como se indico en el Capítulo III de esta tesis, la tensión de recuperación está en relación directa con la tensión de la línea.
- El tiempo de recierre es ligeramente mayor en 400 kV.
- La aportación a la falla, es mayor en líneas de 400 kV.
- El tiempo de libramiento de falla es menor en 400 kV, por la velocidad de operación de los interruptores.
- En 400 kV el tiempo de ajuste más alto, encontrado para el tiempo de recierre fue de 1155 milisegundos y el más bajo de 331 milisegundos. El tiempo de extinción del arco secundario más alto fue de 190 milisegundos, estos datos sugieren que podría ser posible disminuir el ajuste de tiempo de recierre ó tiempo muerto, si esto se requiere después de realizar estudios de estabilidad del sistema.

Por medio del análisis de los resultados, se encontró que las causas que determinan la magnitud de la corriente de arco secundario, son:

Tensión de la línea de transmisión	A mayor tensión, mayor magnitud de la corriente de arco secundario.
Longitud de la línea	La corriente varía en forma directamente proporcional a la longitud de la línea. También debe esperarse que la magnitud de la corriente varíe en una misma línea de transmisión, al ocurrir falla de una fase a tierra, en diferentes puntos.

Causas que determinan la magnitud de la tensión de recuperación:

Tensión de la línea de transmisión	A mayor tensión, mayor magnitud.
Longitud de la línea	La tensión de recuperación es aproximadamente la misma, al presentarse falla de una fase a tierra a lo largo de una línea de transmisión. En los registros analizados, esto no se aprecia, debido, entre otras cosas, a no estar las fases de las líneas transpuestas adecuadamente
Características de la falla	Podrían existir re-encendidos o incrementos en la magnitud de tensión de recuperación, de tal forma que queda en riesgo la operación exitosa del esquema de recierre monopolar

El tiempo de extinción de la corriente de arco secundario para una misma línea de transmisión, puede variar en un rango amplio, tal como se ve en el caso de la línea ATQ-A3240-MNZ de 207 km de longitud, donde se obtuvieron tiempos que van de 31 a 190 milisegundos, lo cual se debe, principalmente a la longitud de la línea donde fue la falla y condiciones atmosféricas.

En los registros no es posible medir directamente la corriente de arco secundario.

V.5.- ANÁLISIS DE OPERACIONES NO EXITOSAS DEL ESQUEMA DE RECIERRE

Enseguida se muestra una relación de operaciones no exitosas del esquema de recierre monopolar, según base de datos de la Subgerencia de Protecciones de C.F.E., para los años 2000 y 2001 en 230 kV y 400 kV:

FECHA	HORA	LINEA	OBSERVACIONES
		AÑO 2000	
5-ENE-2000	7:03	CGD-93080-GPL	Disparó una fase pero no recierra por problemas en permisivo del interruptor
11-MAR-2000	18:43	MZL-93240-ZAP	En ZAP operó disparidad de polos
19-MAR-2000	6:42	CUN-93260-FVL	Operó 67N por error en coordinación

2-ABR-2000	10:37	TEX-A3380-TUV	En TUV operó Recepción de disparo transferido antes del recierre
4-ABR-2000	11:48	LAV-93860-VRD	En VRD hubo Recepción de Disparo Transferido Directo
11-ABR-2000	16:55	AGM-A3550-TED	AGM envió Disparo Transferido Directo a TED
11-ABR-2000	17:13	AGM-A3550-TED	AGM envió Disparo Transferido Directo a TED
28-ABR-2000	12:52	ESA-93010-TIC	No operó
28-ABR-2000	15:18	ESA-93010-TIC	No operó
28-ABR-2000	15:37	ESA-93010-TIC	No operó
20-MAY-2000	20:36	ESA-93820-KLV	En ESA no operó por falla en Unidad Terminal Remota
29-MAY-2000	13:47	ATN-A3230-MNZ	En MNZ dispara tripolar
31-MAY-2000	14:35	ATN-A3230-MNZ	En MNZ dispara tripolar
5-JUN-2000	17:11	LAT-93230-MZL	En LAT por estar bloqueado mecanismo de cierre del interruptor
5-JUN-2000	23:32	DOG-A3010-LCP	DOG envió Disparo Transferido Directo a LCP
6-JUN-2000	6:38	DOG-A3610-NOP	No operó
16-JUN-2000	0:46	OXF-93710-TMU	En TMU abrió monofásico pero produce salida tripolar
23-JUN-2000	19:51	HCP-A3000-REC	En HCP no operó
5-JUL-2000	16:25	ATN-A3230-MNZ	En MNZ había recierre en proceso, pero en ATN se envió señal de cancelación.
21-JUL-2000	3:04	HLC-93350-PGD	En PGD abrió monofásico y HCL trifásico enviando disparo transferido a PGD
23-JUL-2000	20:13	JUD-93950-JUI	No operó recierre monopolar por estar dañado SEL321 en JUD
25-JUL-2000	8:14	TED-A3590-TSN	En TED disparó en una fase, pero no recerró y operó discordancia de polos
26-JUL-2000	14:26	CUT-93710-GMD	En GMD se tuvieron problemas con el transformador de corriente de recierre
26-JUL-2000	15:06	ALT-A3790-PRD	No operó
28-JUL-2000	19:50	OXF-93710-TMU	TMU opera tripolar, envía disparo transferido a OXF
28-JUL-2000	20:55	AGM-A3530-TED	AGM envió Disparo Transferido Directo a TED e inhibió el recierre
1-AGO-2000	20:15	HTS-93540-PNO	No operó recierre en HTS
4-AGO-2000	14:42	NIZ-93070-VAD	No operó debido a que tardó en abrir en NIZ
10-AGO-2000	23:29	JUD-93950-JUI	No operó debido a que el SEL321 se encontraba en reparación
24-AGO-2000	1:53	AGM-A3530-TED	Recierre en proceso en AGM pero en TED envió DTD a AGM
26-AGO-2000	4:51	ATQ-A3240-MNZ	En ATQ dispara tripolar
28-AGO-2000	13:15	PRD-A3580-TUV	En PRD operó entre fases
28-AGO-2000	20:38	OXF-93710-TMU	En OXF operó trifásico ya que no recerró la línea desde TMU
7-SEP-2000	20:49	ESA-93010-TIC	En TIC disparó tripolar
18-SEP-2000	13:27	LAV-93860-VRD	No operó. En LAV operó 67N
26-SEP-2000	14:22	TIC-93090-XUL	No operó. En XUL operó 67N
17-OCT-2000	22:19	HLI-93410-PGD	No recerró porque en HLI se inició Disparo Transferido Directo
22-OCT-2000	10:28	HLI-93430-PGD	No recerró porque en HLI se inició Disparo Transferido Directo
22-OCT-2000	10:47	HLI-93410-PGD	El recierre se encontraba bloqueado en PGD
11-NOV-2000	0:14	ESA-93810-KLV	Antes del recierre operó 81/32

AÑO 2001			
26-FEB-2001	21:05	PRD-A3370-TUL	En TUL disparó tripolar
7-MAR-2001	14:53	ATQ-A3240-MNZ	En MNZ disparó tripolar
9-MAR-2001	13:52	ATQ-A3250-APT	En ATQ disparó tripolar
24-MAR-2001	18:47	MZL-93250-ZAP	En MZL disparó tripolar
1-ABR-2001	14:46	MZL-93280-QMD	Falla de alta impedancia
8-MAY-2001	14:17	ATN-A3230-MNZ	En ATN disparó tripolar
22-MAY-2001	19:16	MZL-93280-QMD	Falla de alta impedancia
22-MAY-2001	19:28	MZL-93280-QMD	Falla de alta impedancia
12-JUN-2001	2:24	LAT-93230-MZL	No operó
14-JUN-2001	17:33	PRD-A3370-TUL	En TUL disparó tripolar
8-JUL-2001	18:14	MZL-93280-QMD	No opera recierre en MZL
8-JUL-2001	18:42	CRP-93210-OCN	En CRP disparó tripolar
19-JUL-2001	16:36	ATQ-A3240-MNZ	En ATQ disparó tripolar
20-JUL-2001	17:37	TIC-93090-XUL	En XUL no operó el relevador 79
23-JUL-2001	1:37	MTA-A3110-PIT	En PIT disparó tripolar
31-JUL-2001	4:02	HTS-93520-PNO	Disparó tripolarmente. Error de programación
31-AGO-2001	15:44	DOG-A3620-NOP	No operó
7-SEP-2001	16:56	DOG-A3010-LCP	En DOG operó discrepancia de polos
5-SEP-2001	3:01	LAT-93230-MZL	En LAT operó 67N
8-SEP-2001	10:07	CRP-93940-MRP	En MRP operó 67N
19-SEP-2001	18:57	LCP-A3300-PIT	En PIT disparó tripolar

Los porcentajes de falla en la operación de DRM por tensiones son los siguientes:

400 kV

Causa de la operación no exitosa del DRM	Cantidad	Porcentaje
Disparo monopolar en un extremo de la línea de transmisión, mientras que en el otro extremo se produce incorrectamente disparo tripolar	11	44
La protección de línea con la función de DRM envió incorrectamente señal de disparo transferido directo al otro extremo	6	24
Desconocida	5	20
Disparó la fase fallada correctamente, pero al no tener el interruptor señal de recierre, operó discordancia de polos	2	8
DRM en un extremo mientras que en el otro opera la protección como falla en dos fases	1	4
TOTAL	25	100

230 kV

Causa de la operación no exitosa del DRM	Cantidad	Porcentaje
Desconocida	11	30
Disparo monopolar en un extremo de la línea de transmisión, mientras que en el otro extremo se produce incorrectamente disparo tripolar	9	25
Operaron otras protecciones adyacentes por error en coordinación	6	17
La protección de línea con la función de DRM envió incorrectamente señal de disparo transferido directo al otro extremo	3	8
Protección de línea con la función de DRM dañada	3	8
Falla del interruptor de la línea de transmisión	2	6
Función de DRM bloqueada en un extremo	1	3
Disparó la fase fallada correctamente, pero al no tener señal de recierre el interruptor, operó discordancia de polos	1	3
TOTAL	36	100

Es necesario realizar pruebas punto a punto para verificar la operación del recierre y de este modo evitar disparo tripolar en un extremo y monopolar en otro.

Se recomienda que el esquema de disparo y recierre monopolar se ajuste adecuadamente en cada extremo y con una correcta coordinación con la operación de las protecciones adyacentes.

Así mismo es necesario el seguimiento de las causas desconocidas para obtener el origen de las fallas en el DRM.

Conclusiones

Cuando algunas centrales generadoras se conectan al sistema eléctrico por una o dos líneas de transmisión, el disparo tripolar de una línea, puede provocar inestabilidad, requiriéndose entonces de la operación de controles de emergencia tales como el disparo de generación, con lo que se pueden llegar a presentar disturbios mayores en la red.

El esquema de disparo y recierre monopolar (DRM) en líneas de transmisión ayuda a mantener la continuidad del suministro de energía eléctrica, pues éste esquema discrimina la fase fallada y envía disparo de los interruptores de ambos extremos de solo la fase fallada, de este modo, no se pierde la continuidad de la conexión.

Cuando se considere emplear el DRM, se debe analizar el tiempo de recierre o tiempo muerto, para no poner en riesgo la estabilidad del sistema, así como realizar una correcta coordinación con el resto de las protecciones de línea.

Para una red mallada, el tiempo muerto no es tan crítico como para una sola línea que enlaza a plantas generadoras, desde el punto de vista de estabilidad.

De los resultados obtenidos, al realizar el análisis de la operación del DRM, utilizando el programa ATP, se concluye lo siguiente:

- Al utilizar un reactor de neutro como medio de extinción, se disminuye la corriente de arco secundario.
- En líneas de transmisión de 400 kV largas (más de 200 km) no transpuestas, se disminuye el efecto de neutralización del reactor de neutro y se llegan a presentar valores de corriente de arco secundario mayores de 18 Amperes, por lo que según la referencia [18], el DRM podría no operara exitosamente, al tardar en extinguirse el arco secundario.
- La tensión de recuperación y la corriente de arco secundario aumentan cuando la línea no está transpuesta y tiene reactores de fase y de neutro con respecto a cuando es transpuesta.
- En líneas de 400 kV de 100 km o menos no es necesaria la aplicación de ningún dispositivo de extinción de la corriente de arco secundario, pues la magnitud de la corriente es pequeña.
- No es necesario el uso de dispositivo de extinción de arco para líneas de transmisión de 230 kV, de cuando menos hasta 200 km. Es decir, prácticamente ninguna de las líneas de transmisión que cuentan con DRM en C.F.E. y que se muestran en el listado del capítulo V de esta tesis, requieren dispositivo de extinción de arco secundario. Adicionalmente, la referencia [17] indica que no se requiere extinción en líneas en 230 kV de hasta 482 km.

Según el análisis realizado a los registros de operación del DRM se concluye lo siguiente:

- La tensión de recuperación aumenta proporcionalmente a la tensión de operación de la línea de transmisión.
- Debido a que no es posible medir directamente la corriente de arco secundario, el tiempo de extinción nos da una idea de la magnitud, y por lo tanto de la posibilidad de resultar correcta la operación de DRM.
- Si deseamos que el DRM tenga altas probabilidades de ser exitoso, se debe cuidar que no sea mayor de 18 Amperes, según referencia [18], utilizando medios de neutralización del arco.
- Para la magnitud tanto de la tensión de recuperación como de la corriente de arco secundario, se debe considerar la influencia de líneas adyacentes.
- No es posible predecir con exactitud el tiempo de extinción de la corriente de arco secundario, pues influyen variables como la velocidad del viento, temperatura del medio ambiente, ionización de la zona cercana a la trayectoria del arco, etc.
- El tiempo de extinción más alto medido tanto en 400 kV como en 230 kV fue de 235 milisegundos (14 ciclos), este dato podría ser útil para el ajuste del tiempo muerto en las protecciones de líneas con DRM.

Las fallas en la operación del recierre monopolar en las líneas de transmisión analizadas, son debidas a:

- Error en ajuste de la protección de la línea de transmisión con la función de DRM (operación de disparo transferido directo y el consecuente disparo tripolar)
- Error en la coordinación con otras protecciones adyacentes.
- Causa desconocida

La protección de la línea de transmisión con función de DRM requiere de ajuste adecuado en ambos extremos, coordinación con las demás protecciones de línea y verificación punto a punto de ajustes por discordancia de polos y disparo transferido directo.

Apéndice I

Parámetros de la línea Laguna Verde – Tecali

```
BEGIN NEW DATA CASE
C      PARAMETROS DE LINEAS DE 400 KV
C *****
C ***** L.T. LAGUNA VERDE-A3190-TECALI *****
C *****
C      212 KM
C      DOS CONDUCTORES POR FASE TIPO DE ESTRUCTURA AH01
C CONDUCTOR 1113 MCM, HILO DE GUARDA 3/8 ACERO GALVANIZADO
C
C      CONFIGURACION
C
C      O O O O O O { REPRESENTACIÓN ESQUEMATICA DE LOS CONDUCTORES
C      A B C
$ERASE
LINE CONSTANTS
C      AAAAAABBBBBBCCCCDDDDDEEEEEFFFFF
BRANCH LAV-A TCL-A PRD-B LAV-B TCL-C LAV-C
METRIC
C      CALCULO DE CATENARIA  $Y = [(2*YTOW) + (YTOW/2)] / 3$ 
C T/D RDC DIAM HOR (X) VER (Y)
C PSSSSRRRRRRRTTXXXXXXXXDDDDDDHHHHHHVVVVVVMMMMMMSSSSSSAAAAANNNNNB
1.3748 .05239 4 3.19532 0.0 19.83 16.525 45.0 180.0 2
2.3748 .05239 4 3.19532 10.0 19.83 16.525 45.0 180.0 2
3.3748 .05239 4 3.19532 20.0 19.83 16.525 45.0 180.0 2
0.5 4.039 4 .9525 3.35 28.53 23.775
0.5 4.039 4 .9525 17.10 28.53 23.775
BLANK FIN DE DATOS DE CONDUCTORES
C
C LINEA TRANSPUESTA | 1 NO
C RRRRRRFFFFFFFCCCCCCCC CCCCC ZZZZZ IDDDDDDD PPPPSMDDDDPPUUUMMTTXXXXXXXXX
100.0 60.00 1 111111 111111 212 00 1
BLANK FIN DE TARJETAS DE FRECUENCIA
BLANK FIN DE CASO DE CONSTANTES DE LINEAS
$PUNCH
BEGIN NEW DATA CASE
BLANK FIN DEL CASO
```

Apéndice II

Programación de macro en EXCEL para cálculo de reactor de neutro

```
Sub Reactor_neutro()  
,  
' Reactor_neutro Macro  
' Macro grabada el 19/09/2003 por Miguel A. Olguin Becerril  
,  
  
T = InputBox("Tensión de operación [kV]")  
Q = InputBox("Capacidad del Reactor de Fases Total [MVAR]")  
B1 = InputBox("Suceptancia sec(+)de la línea [mhos]")  
B0 = InputBox("Suceptancia sec(0)de la línea [mhos]")  
Z = T ^ 2 / Q  
B = 1 / Z  
F = B / B1  
BN = 1 / ((3 * (B0 - (1 - F) * B1) * F * B1) / (F * B1 - (B0 - (1 - F) * B1)))  
If BN <= 0 Then MsgBox ("revisar entrada de datos"): Beep: Beep: Beep: Beep  
'MsgBox ("Reactor de Neutro=")  
Worksheets("REAC_NEU").Cells(2, 3).Value = BN  
End Sub
```

Apéndice III

Archivo utilizado para el programa ATP. Línea de 212 km.

```

C
C LINEA DE TRANSMISION
C ***** LAGUNA VERDE-A3190-TECALI *****
C 212 Km
C
C
C 3456789 123456789 123456789 123456789 123456789 123456789 123456789 123456789
C DELTAT TMAX XOFT COPT EPSILN TOLMAT
C DDDDDMMMMMMXXXXXXXCCCCCCCCBBBBBBEETTTTTT
C .00001 0.500 60.0 60.0
C
C IOUT IPLIT IDOUBL KSSOUT MAXOUT IPUN MEMSAV ICAT NENERG IPRSUP
C IIIIIJJJJJJJKKKKKKLLLLLLLLMMMMMMMMNNNNNNNNIIIIIIJJJJJJJKKKKKKLLLLLLLL
C 300 10 0 1 0 0 0 2 0
C ***** EQUIVALENTES *****
C ***** EQUIVALENTE DE SISTEMA PARA DEMANDA MAXIMA *****
C BBBBVBVVVVBBBBBVBVVVVVRRRRRLLLLLLCCCCC
C
C 51FUE1A LAV-A 0.46 38.2
C 52FUE1B LAV-B 0.32 29.2
C 53FUE1C LAV-C
C
C 51FUE2A TCL-A 56.2 390.8
C 52FUE2B TCL-B 38.7 298.3
C 53FUE2C TCL-C
C
C ***** LINEAS *****
C ***** LAV-A3190-TCL 212 KM TRANSPUESTA *****
C
C PRIMER TRAMO (1/6)
C $VINTAGE, 1
C -1SW1-A LATC1A 3.18931E-01 6.56623E+02 1.97475E+05-3.53333E+01 1 3
C -2SW1-B LATC1B 2.79315E-02 3.24425E+02 2.91205E+05-3.53333E+01 1 3
C -3SW1-C LATC1C 2.70361E-02 2.74892E+02 2.95985E+05-3.53333E+01 1 3
C $VINTAGE, 0
C 0.59055913 -0.70443974 -0.41712098
C 0.00000000 0.00000000 0.00000000
C 0.54758614 -0.00600445 0.81171536
C 0.00000000 0.00000000 0.00000000
C 0.59278102 0.70973840 -0.40881324
C 0.00000000 0.00000000 0.00000000
C
C SEGUNDO TRAMO (1/3)
C $VINTAGE, 1
C -1LATC1BLATC2B 3.18931E-01 6.56623E+02 1.97475E+05-7.06666E+01 1 3
C -2LATC1CLATC2C 2.79315E-02 3.24425E+02 2.91205E+05-7.06666E+01 1 3
C -3LATC1ALATC2A 2.70361E-02 2.74892E+02 2.95985E+05-7.06666E+01 1 3
C $VINTAGE, 0
C 0.59055913 -0.70443974 -0.41712098
C 0.00000000 0.00000000 0.00000000
C 0.54758614 -0.00600445 0.81171536
C 0.00000000 0.00000000 0.00000000
C 0.59278102 0.70973840 -0.40881324
C 0.00000000 0.00000000 0.00000000
C
C TERCER TRAMO (1/3)
C $VINTAGE, 1
C -1LATC2CLATC3C 3.18931E-01 6.56623E+02 1.97475E+05-7.06666E+01 1 3
C -2LATC2ALATC3A 2.79315E-02 3.24425E+02 2.91205E+05-7.06666E+01 1 3

```

```

-3LATC2BLATC3B          2.70361E-02 2.74892E+02 2.95985E+05-7.06666E+01 1 3
$VINTAGE, 0
 0.59055913 -0.70443974 -0.41712098
 0.00000000 0.00000000 0.00000000
 0.54758614 -0.00600445 0.81171536
 0.00000000 0.00000000 0.00000000
 0.59278102 0.70973840 -0.40881324
 0.00000000 0.00000000 0.00000000

```

```

C
C CUATRO TRAMO (1/6)

```

```

$VINTAGE, 1
-1LATC3ASW2-A          3.18931E-01 6.56623E+02 1.97475E+05-3.53333E+01 1 3
-2LATC3BSW2-B          2.79315E-02 3.24425E+02 2.91205E+05-3.53333E+01 1 3
-3LATC3CSW2-C          2.70361E-02 2.74892E+02 2.95985E+05-3.53333E+01 1 3
$VINTAGE, 0
 0.59055913 -0.70443974 -0.41712098
 0.00000000 0.00000000 0.00000000
 0.54758614 -0.00600445 0.81171536
 0.00000000 0.00000000 0.00000000
 0.59278102 0.70973840 -0.40881324
 0.00000000 0.00000000 0.00000000

```

```

C
C ***** REACTORES *****

```

```

C BBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBB
C
SW2-A RE1          2539.6
SW2-B RE1          2539.6
SW2-C RE1          2539.6

```

```

C RE1          2666.2

```

```

C
C 3456789 123456789 123456789 123456789 123456789 123456789 123456789 1234567890
C AAAAAABBBBBBCCCCCCCCCOOOOOOOOOOIIIIIIIIIIFFFFFFFFFFSSSSSSSSSSAAAAAABBBBBB I
C
C BBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBBB

```

```

C **** CONEXION AL INTERRUPTOR FAL *****
C ** PARA MEDIR CORRIENTE DE ARCO SECUNDARIO **

```

```

C SW1-A FALLA          0.0001
C
C *****
C SWITCH          10.0          1
C ***** CIRCUITO A TIERRA PARA MEDIR TENSIÓN DE RECUPERACION *****
C
C FALLA          9.99E6          2

```

```

BLANK FIN DE LINEAS

```

```

C *** SWITCHES ***
C 3456789 123456789 123456789 123456789 123456789 123456789 123456789 1234567890
C CERRADO ABIERTO
C AAAAAABBBBBBCCCCCCCCCOOOOOOOOOOIIIIIIIIIIFFFFFFFFFFSSSSSSSSSSAAAAAABBBBBB I

```

```

C INTERRUPTOR DE LA LINEA
LAV-A SW1-A -0.8166 0.1166 1
LAV-B SW1-B -0.8166 2.1166 1
LAV-C SW1-C -0.8166 2.1166 1
C
SW2-A TCL-A -0.8166 0.1166 1
SW2-B TCL-B -0.8166 2.1166 1
SW2-C TCL-C -0.8166 2.1166 1

```

```

C
C ***** INTERRUPTORES PARA FALLA A TIERRA *****
C
C CIERRE APERTURA

```

```

FALLA SWITCH 0.05 0.2500 { 12 CICLOS DE DURACION DE LA FALLA + 0.05
C
BLANK FIN DE SWITCHES
C
C ***** FENTES *****
C GENERADOR DE EQUIVALENTE
C AAAAAAI2VVVVVVVVVVVFFFFFFF0000000000AAAAAAAATTTTTTTTTIIIIIIIIIIFFF
C
C           400 KV
C
14FUE1A 345928.56 60.0 -20.0 -1.
14FUE1B 345928.56 60.0 -140.0 -1.
14FUE1C 345928.56 60.0 100.0 -1.
C
14FUE2A 457543.14 60.0 45.0 -1.
14FUE2B 457543.14 60.0 -75.0 -1.
14FUE2C 457543.14 60.0 165.0 -1.
C
C
BLANK END SOURCES
C
C *** SALIDAS PARA GRAFICAS ***
C AAAAAABBBBBCCCCDDDDDEEEEEEFFFFFFGGGGHHHHHIIII
FALLA SWITCH
SW1-A SW1-B SW1-C
SW2-A SW2-B SW2-C
LAV-A LAV-B LAV-C
TCL-A TCL-B TCL-C
BLANK FIN DE PUNTOS DE SALIDAS
BLANK FIN DE GRAFICAS
BLANK
BLANK FIN DEL CASO
BEGIN NEW DATA CASE
BLANK FIN DE CORRIDA

```

Apéndice IV

Archivo utilizado para el programa ATP. Línea de 100 km.

```

C
C
C          LINEA DE TRANSMISION
C          ***** 100 km *****
C  USADO PARA LINEA DE 100 KM  TRANSPUESTA CON REACTORES DE FASE Y NEUTRO
C
C
C  3456789 123456789 123456789 123456789 123456789 123456789 123456789 1234567890
C  DELTAT  TMAX   XOPT   COPT   EPSILN  TOLMAT
C  DDDDDMMMMMMXXXXXXXXXXXCCCCCCCCCEEEEEETTITTTTT
C  .00001  4.000   60.0   60.0
C
C
C  IOUT  IPLOT  IDOUBL  KSSOUT  MAXOUT  IPUN   MEMSAV  ICAT   NENERG  IPRSUP
C  IIIIIJJJJJJJKKKKKKLLLLLLLLMMMMMMNNNNNNNNIIIIIIJJJJJJKKKKKKLLLLLLLL
C    300    10     0      1      0      0      0      2      0
C  ++++++*****+      EQUIVALENTES  ++++++*****+
C
C  ***** EQUIVALENTE DE SISTEMA          PARA DEMANDA MAXIMA *****
C
C  51FUE1A LAV-A          0.46          38.2
C  52FUE1B LAV-B          0.32          29.2
C  53FUE1C LAV-C
C
C
C  51FUE2A TCL-A          56.2          390.8
C  52FUE2B TCL-B          38.7          298.3
C  53FUE2C TCL-C
C
C  ++++++*****+      LINEAS  ++++++*****+
C
C          ***** 100 KM TRANSPUESTA *****
C
C
C          PRIMER TRAMO (1/6)
C
C  $VINTAGE, 1
C  -1SW1-A LATC1A          3.18931E-01  6.56623E+02  1.97475E+05-1.66600E+01  1  3
C  -2SW1-B LATC1B          2.79315E-02  3.24425E+02  2.91205E+05-1.66600E+01  1  3
C  -3SW1-C LATC1C          2.70361E-02  2.74892E+02  2.95985E+05-1.66600E+01  1  3
C  $VINTAGE, 0
C  0.59055913 -0.70443974 -0.41712098
C  0.00000000 0.00000000 0.00000000
C  0.54758614 -0.00600445 0.81171536
C  0.00000000 0.00000000 0.00000000
C  0.59278102 0.70973840 -0.40881324
C  0.00000000 0.00000000 0.00000000
C
C
C          SEGUNDO TRAMO (1/3)
C
C  $VINTAGE, 1
C  -1LATC1BLATC2B          3.18931E-01  6.56623E+02  1.97475E+05-3.33300E+01  1  3
C  -2LATC1CLATC2C          2.79315E-02  3.24425E+02  2.91205E+05-3.33300E+01  1  3
C  -3LATC1ALATC2A          2.70361E-02  2.74892E+02  2.95985E+05-3.33300E+01  1  3
C  $VINTAGE, 0
C  0.59055913 -0.70443974 -0.41712098
C  0.00000000 0.00000000 0.00000000
C  0.54758614 -0.00600445 0.81171536
C  0.00000000 0.00000000 0.00000000
C  0.59278102 0.70973840 -0.40881324
C  0.00000000 0.00000000 0.00000000
C
C
C          TERCER TRAMO (1/3)
C
C  $VINTAGE, 1
C  -1LATC2CLATC3C          3.18931E-01  6.56623E+02  1.97475E+05-3.33300E+01  1  3
C  -2LATC2ALATC3A          2.79315E-02  3.24425E+02  2.91205E+05-3.33300E+01  1  3
C  -3LATC2BLATC3B          2.70361E-02  2.74892E+02  2.95985E+05-3.33300E+01  1  3
C  $VINTAGE, 0

```



```

0.59055913 -0.70443974 -0.41712098
0.00000000 0.00000000 0.00000000
0.54758614 -0.00600445 0.81171536
0.00000000 0.00000000 0.00000000
0.59278102 0.70973840 -0.40881324
0.00000000 0.00000000 0.00000000
C
C          CUATRO TRAMO (1/6)
$VINTAGE, 1
-1LATC3ASW2-A          3.18931E-01 6.56623E+02 1.97475E+05-1.66600E+01 1 3
-2LATC3BSW2-B          2.79315E-02 3.24425E+02 2.91205E+05-1.66600E+01 1 3
-3LATC3CSW2-C          2.70361E-02 2.74892E+02 2.95985E+05-1.66600E+01 1 3
$VINTAGE, 0
0.59055913 -0.70443974 -0.41712098
0.00000000 0.00000000 0.00000000
0.54758614 -0.00600445 0.81171536
0.00000000 0.00000000 0.00000000
0.59278102 0.70973840 -0.40881324
0.00000000 0.00000000 0.00000000
C
C          ***** REACTORES *****
C
C BBBBBBVVVVVBBBBBVVVVVVRRRRRLLLLLLCCCCC
C
C SW1-A RE1          5925.9
C SW1-B RE1          5925.9
C SW1-C RE1          5925.9
C
C RE1          10024.
C
C
C 3456789 123456789 123456789 123456789 123456789 123456789 123456789 123456789
C AAAAAABBBBBBCCCCCCCCOOOOOOOOOIIIIIIIIIFFFFFFFFSSSSSSSSSSAAAAAABBBBBB I
C
C BBBBBBVVVVVBBBBBVVVVVVRRRRRLLLLLLCCCCC
C ***** CONEXION AL INTERRUPTOR FAL *****
C ** PARA MEDIR CORRIENTE DE ARCO SECUNDARIO **
C
C LATC2BFALLA          0.0001
C
C *****
C SWITCH          10.0          1
C ***** CIRCUITO A TIERRA PARA MEDIR LA TENSION DE RECUPERACION *****
C
C FALLA          9.99E6          2
C
C BLANK FIN DE LINEAS
C *** SWITCHES ***
C 3456789 123456789 123456789 123456789 123456789 123456789 123456789 123456789
C          CERRADO ABIERTO
C AAAAAABBBBBBCCCCCCCCOOOOOOOOOIIIIIIIIIFFFFFFFFSSSSSSSSSSAAAAAABBBBBB I
C
C INTERRUPTOR DE LA LINEA
C LAV-A SW1-A -0.8166 0.1166          1
C LAV-B SW1-B -0.8166 2.1166          1
C LAV-C SW1-C -0.8166 2.1166          1
C
C SW2-A TCL-A -0.8166 0.1166          1
C SW2-B TCL-B -0.8166 2.1166          1
C SW2-C TCL-C -0.8166 2.1166          1
C
C
C ***** INTERRUPTORES PARA FALLA A TIERRA *****
C
C          CIERRE APERTURA
C
C FALLA SWITCH 0.050 0.2500
C
C BLANK FIN DE SWITCHES

```

```

C
C ***** FUENTES *****
C
C GENERADOR DE EQUIVALENTE
C AAAAAAI2VVVVVVVVVFF000000000AAAAAAAATTTTTTTTTIIIIIIIIFFFFFFFFFF
C
C           400 KV
C
14FUE1A  345928.56  60.0      -20.0      -1.
14FUE1B  345928.56  60.0     -140.0     -1.
14FUE1C  345928.56  60.0      100.0     -1.
C
14FUE2A  480420.29  60.0       45.0     -1.
14FUE2B  480420.29  60.0     -75.0     -1.
14FUE2C  480420.29  60.0     165.0     -1.
C
C
BLANK END SOURCES
C
C   *** SALIDAS PARA GRAFICAS ***
C AAAAAABBBBBBCCCCDDDDDEEEEEFFFFFGGGGGHHHHHIIIII
  FALLA SWITCH
  SW1-A SW1-B SW1-C
  SW2-A SW2-B SW2-C
  LAV-A LAV-B LAV-C
  TCL-A TCL-B TCL-C
BLANK FIN DE PUNTOS DE SALIDAS
BLANK FIN DE GRAFICAS
BLANK
BLANK FIN DEL CASO
BEGIN NEW DATA CASE
BLANK FIN DE CORRIDA

```


Bibliografía y documentos consultados [27]

- [1] Información proporcionada por la Subgerencia de Líneas de Transmisión. Coordinadora de Transmisión y Transformación. Subdirección de Transmisión. Comisión Federal de Electricidad.
- [2] COORDINADORA DE TRANSMISIÓN Y TRANSFORMACIÓN. *Fallas en líneas de transmisión, estadística y eventos relevantes 2002*. Edición Gerencia de Subestaciones y líneas Subgerencia de líneas de transmisión. Enero 2003. 95 p. Comisión Federal de Electricidad. Revista anual publicada por la Gerencia de Subestaciones y Líneas de la Coordinadora de Transmisión y Transformación.
- [3] WEEDY, B.M. *Electric Power System*. 1st ed John Wiley & Sons, 1967. p. 18-22, 212-234. Wiley.
- [4] SUBDIRECCIÓN DE TRANSMISIÓN, TRANSFORMACIÓN Y CONTROL. SUBDIRECCIÓN DE GENERACIÓN. *Manual de Operación, Tomos I y III*. Editado por Instituto de Investigaciones Eléctricas. Julio de 1995. Comisión Federal de Electricidad.
- [5] ARROYO, G. y VILLA, G. *Aplicaciones de esquemas de disparo – recierre monopolar*. I.P.N. ESIME Sección de graduados e Investigación, Comisión Federal de Electricidad, Centro Nacional de Control de Energía. 10 p.
- [6] SYED A., Nasar. *Sistemas Eléctricos de Potencia*. Traducido por BRIBIESCA CORREA, Graciela. Primera edición. Editado por Mc Graw Hill-Interamericana de México, 1990. p 20-32. Traducción de: Schaum's Outline of Electric Power System. ISBN 0-07-045917-7.
- [7] SUBDIRECCION DE GENERACION. *Coordinación de aislamiento en líneas de transmisión*. Primera edición. Edición Centro de Capacitación del Noreste, 1995. 204 p. Comisión Federal de Electricidad. CFE/CCNE-CT08/95.
- [8] MARTÍNEZ VELASCO, Juan A. y CASTRO ARANDA, Ferley. *Parametric Analysis of the Lightning Performance of Overhead Transmission Lines Using an Electromagnetic Transients Program*. International Conference on Power Systems Transients. IPST 2003 in New Orleans, USA. 6 p. Dept. d'Enginyeria Elèctrica, Universitat Politècnica de Catalunya, 08028 Barcelona, Spain.
- [9] CLAIR ST. H. P. *Practical Concepts in Capability and Performance of Transmission Lines* H. P. Presented at the AIEE Pacific General Meeting, Vancouver, B. C. Canada. September 1953. p. 1152-1157 Paper 53-338, recommended by the AIEE Transmission and Distribution Committee on Technical Operations for presentation at the AIEE . H.P. St. Clair is with the American Gas and Electric Service Corporation, New York, N. Y.

[10] GREENWOOD, Allan. *Electrical Transients in Power Systems*. Second edition John Wiley & Sons, Inc. 1991. p. 513-516. Wiley-Interscience publication. ISBN 0-471-62058-0

[11] GUTIÉRREZ ROBLES, José Alberto. *Desarrollo de un método para el análisis de líneas de transmisión no uniformes y su aplicación al estudio del problema del flameo inverso*. Universidad de Guadalajara. Centro Universitario de Ciencias Exactas e Ingenierías. Junio de 1998. p. 58-70. Tesis de Posgrado.

[12] WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION. *Applied Protective Relaying*. 1982. Chap. 20 Reclosing and Synchronizing p. 20-1 - 20-13. Westinghouse Electric Corporation Relay-Instrument Division Coral Springs, Florida 33065.

[13] HASIBAR, R. M. , LEGATE, A. C., Brunke J. et al. *The application of high-speed grounding switches for single-pole reclosing on 500 kV power systems*. 80 SM 639-5. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-100, No. 4. Abril 1981. p. 1512-1515. Bonneville Power Administration, Portland, Oregon.

[14] HASIBAR R. M. Perry, D. E., et al. *Investigation and evaluation of single-phase switching on EHV networks in the United States*. 39-08. International Conference on Large High Voltage Electric Systems. Sesión 1984. 7 p. Bonneville Power Administration.

[15] GE POWER MANAGEMENT. *Protective Relays High Voltage Transmission Line Protection with Single Pole Tripping and Reclosing*. 21 p. GE Multilin. GET-6555.

[16] MEMBERS OF THE IEEE POWER SYSTEM RELAYING COMMITTEE WORKING GROUP: ESZTERGALYOS, J. Chairman, SCHWEITZER, E. O., et al. *Single phase tripping and auto reclosing of transmission lines*. 91 SM 360-9 PWRD. Transactions on Power Delivery, Vol.7 No1, January 1992. p. 182-192. IEEE Committee report.

[17] KIMBARK, E. W. *Suppression of ground-fault arcs on single-pole switched EHV lines by Shunt reactors*. IEEE Winter Power Meeting, New York, N. Y. February 2-7, 1964. p. 408-413. Paper 64-56, recommended by the IEEE Transmission and Distribution Committee and approved by IEEE Technical Operations Committee for presentation at the IEEE Winter Power Meeting, New York, N. Y.

[18] MAIKOPAR, A. S. *Minimum time of automatic reclosing*. Received 3 September 1958. Elektrichestvo N° 6, 34-40, 1959. p. 302-315. All-Union Scientific Research Institute of Electrical Power.

[19] FEUILLET, René., et al. *Reducing dead time for single-phase auto-reclosing on a serie-capacitor compensated transmission line*. 0885-8977/00. IEEE

Transactions on Power Delivery, Vol. 15, N° 1, January 2000. p. 51-56. The authors are with the Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble, BP.

[20] ROMERO FRANCO, Carlos G. *Reducción de los tiempos de interrupción en redes de distribución mediante el empleo de la bobina de compensación (Petersen)*. RVP-91-DIS-21. México 1991. p 206-216. Ponencia recomendada y aprobada por el Comité de Distribución del IEEE Sección México y presentada en la cuarta reunión de verano de potencia en Acapulco, Gro.

[21] WILLHEIM, R. and WALTERS, M. *Neutral grounding in high voltage transmission*. 1956. Ed. Elsevier Company. chap. 2 High-Voltage Systems under Normal and Ground Fault Conditions. Theory of Neutral Grounding, p. 23-167, chap. 5 The Ground Fault Neutralizer (Arc Suppression Coil). General Theory p. 266-325.

[22] AKRAM, Al-Rawi and DEVANEY, Michael. *Measurement of secondary arc current in transmission lines employing single phase switching*. 0-7803-3312-8/97IEEE Instrumentation and Measurement Technology Conference. Ottawa, Canada, May 19-21, 1997. p. 297-301.

[23] Información proporcionada por la Gerencia de Información Tecnológica. Instituto de Investigaciones Eléctricas.

[24] STEVENSON, William D. *Elements of power system analysis*. Fourth Edition 1982. McGraw-Hill, Inc. p. 248-253. McGraw-Hill Series in Electrical Engineering. ISBN 0-07-061278-1.

[25] LAMBERT, S. R., et al. *Long line single-phase switching transients and their effect on station equipment*. F 77 687-7. IEEE PES Summer Meeting, Mexico City, Mex., July 17-22, 1977. 7 p. A paper recommended and approved by the IEEE Transmission and Distribution Committee of the IEEE Power Engineering Society.

[26] SUBGERENCIA DE PROTECCIONES. *Catálogo de líneas de transmisión con recierre monopolar año 2002*. Coordinadora de Transmisión y Transformación. Subdirección de Transmisión. Comisión Federal de Electricidad.

[27] ORGANIZACIÓN INTERNACIONAL DE NORMALIZACIÓN. *Documentación – Referencias bibliográficas Contenido, forma y estructura*. Traducida al español por Mauricio Silva Carreño. 12^a ed. 1987. Norma Internacional. Organización Internacional de Normalización.