

**MODELAMIENTO DE ARCO SECUNDARIO PARA ESTUDIO DE RECIERRES
AUTOMATICOS EN ATP**

**WILLIAM ELIAS PADILLA ALMEIDA
VICTOR MANUEL MEZA JIMENEZ**

**DIRECTOR
SALOMON ZARUR RAMOS**

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
CARTAGENA DE INDIAS D. T. Y C.**

2007

**MODELAMIENTO DE ARCO SECUNDARIO PARA ESTUDIO DE RECIERRES
AUTOMATICOS EN ATP**

**WILLIAM ELIAS PADILLA ALMEIDA
VICTOR MANUEL MEZA JIMENEZ**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al titulo de Ingeniero
Electricista**

**DIRECTOR
SALOMON ZARUR RAMOS
INGENIERO ELECTRICISTA**

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
CARTAGENA DE INDIAS D. T. Y C.**

2007

Artículo 107

La Universidad Tecnológica de Bolívar se reserva el derecho de propiedad de los trabajos de grado aprobados y no pueden ser explotados comercialmente sin autorización.

Nota de aceptación

Firma del presidente del jurado

Firma del Jurado

Firma del Jurado

Cartagena D.T. y C, Mayo de 2007

Cartagena D. T. Y C., Mayo de 2007

Señores

COMITÉ DE EVALUACIÓN DE PROYECTOS

Programa de Ingeniería Eléctrica y Electrónica

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR

La ciudad

Respetados señores:

Con toda atención nos dirigimos a ustedes con el fin de presentarles a su consideración, estudio y aprobación de la Tesis de Grado titulada **MODELAMIENTO DE ARCO SECUNDARIO PARA ESTUDIO DE RECIERRES AUTOMÁTICOS EN ATP** como requisito parcial para optar al título de ingeniero electricista.

Atentamente

William Elías Padilla Almeida

Víctor Manuel Meza Jiménez

Cartagena D. T. Y C., Mayo de 2007

Señores

COMITÉ DE EVALUACIÓN DE PROYECTOS

Programa de Ingeniería Eléctrica y Electrónica

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR

La ciudad

Cordial saludo:

A través de la presente me permito entregar la Tesis de Grado titulada MODELAMIENTO DE ARCO SECUNDARIO PARA ESTUDIO DE RECIERRES AUTOMÁTICOS EN ATP para su estudio y evaluación la cual fue realizada por los estudiantes WILLIAM ELIAS PADILLA ALMEIDA y VICTOR MANUEL MEZA JIMENEZ, de la cual acepto ser su director.

Atentamente,

SALOMON ZARUR RAMOS

Ingeniero Electricista

AUTORIZACIÓN

Yo WILLIAM ELIAS PADILLA ALMEIDA, identificado con la cedula de ciudadanía número 73.201.202 de Cartagena, autorizo a la Universidad Tecnológica de Bolívar, para hacer uso de mi trabajo de grado y publicarlo en el catalogo on-line de la biblioteca

WILLIAM ELIAS PADILLA ALMEIDA

AUTORIZACIÓN

Yo VICTOR MANUEL MEZA JIMENEZ, identificado con la cedula de ciudadanía número 73.203.662 de Cartagena, autorizo a la Universidad Tecnológica de Bolívar, para hacer uso de mi trabajo de grado y publicarlo en el catalogo on-line de la biblioteca

VICTOR MANUEL MEZA JIMENEZ

AGRADECIMIENTOS

A mis Padres Jaime Elías y Mercedes Maria y mi hermano Jaime Antonio por el apoyo incondicional que me han brindado, y por todas las enseñanzas que gracias a ellos he obtenido.

A mi novia, Claudia Milena por todos esos momentos de dificultad en los cuales estuvo siempre para darme ánimos y no dejarme caer.

A todos los profesores que de una u otra manera influyeron para bien en mi manera de pensar y que con sus conocimientos me dieron las bases para alcanzar este logro.

A mis compañeros de estudio, Mauricio, Mary, Marcela, Sharon, Yesid, Reinaldo, Kenny, Kenny, Iván, entre otros pocos que me han acompañado en estos duros años y siempre me han brindado su apoyo.

Por ultimo pero siendo el mas importante de todos a DIOS Que siempre ha guiado mi lápiz, pensamiento y corazón para ser el profesional que soy hoy en día.

A todos ellos GRACIAS

WILLIAM ELIAS PADILLA ALMEIDA

AGRADECIMIENTOS

Agradezco ante todo a Dios por ser el generador de las ideas y las ganas que me permitieron alcanzar esta meta.

A mi madre que hizo posible la materialización de mis anhelos y por ser el respaldo incondicional de todas mis quijotescas campañas.

Al resto de familiares (abuelos, tíos y primos) y amigos (ellos saben quienes son) que dieron su incondicional presencia en el éxito y en la adversidad.

Y por último, a todos los que con su conocimiento, a veces en forma desinteresada, han hecho de este mundo, si no un lugar mejor, sí un lugar diferente y entendible.

VICTOR MANUEL MEZA JIMENEZ

CONTENIDO

Pág.

INTRODUCCION

OBJETIVOS

1	ESTADO DEL ARTE	1
2	FALLAS Y RECIERRES EN LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA	3
2.1	Tipos de cortocircuitos	4
2.1.1	Cortocircuito Trifásico Simétrico	5
2.1.2	Cortocircuito entre Dos Fases o Bifásico	6
2.1.3	Cortocircuito Bifásico a Tierra.....	7
2.1.4	Cortocircuito Monofásico a Tierra	8
2.2	Introducción al recierre en sistemas eléctricos	10
2.2.1	Definiciones	12
2.2.2	El autorecierre en las redes de distribución de alta tensión (AT).....	17
2.2.3	Factores que influyen los esquemas de recierre en AT	18
2.2.4	Recierre automático en líneas de transmisión en EAT	21
3	PARAMETROS QUE INFLUYEN EN EL TIEMPO DE EXTINCIÓN DEL ARCO SECUNDARIO	24
3.1	Parámetros Determinísticos	25
3.1.1	Longitud de la línea	25

3.1.2	Voltaje Promedio	26
3.1.3	Método de encendido del arco	26
3.1.4	Grado de Compensación	26
3.1.5	Localización de los Reactores en Paralelo	27
3.1.6	Distancia entre Extremos del Arco	27
3.2	Parámetros Estocásticos	27
3.2.1	Localización de la Falla (distancia desde el fin de la fuente)	27
3.2.2	Corriente de Arco Primario ($i_{primario}$)	28
3.2.3	Duración del Arco Primario ($t_{primario}$)	28
3.2.4	El Viento	28
3.2.5	Resistencia de Arco Secundario	29
3.2.6	Voltaje de Recuperación	29
3.2.7	Corriente de Arco Secundario	29
4	MODELO PROPUESTO PARA FALLA DE ARCO	30
4.1	Modelo en ATPDraw del sistema de potencia a analizar	30
4.2	Interfase entre el sistema de potencia y el modelo de arco	32
4.3	Red de control del modelo de falla de arco	33
4.3.1	El arco primario	35
4.3.2	El arco secundario	39
5	DISEÑO DEL PROGRAMA DEL MODELO DE FALLA DE ARCO	45
5.1	Características del programa	45
5.2	Descripción del programa	46
5.2.1	Etapas de prefalla	46

5.2.2	Etapa de falla (Aparición del Arco Primario)	46
5.2.3	Etapa de despeje de la falla (Aparición del Arco Secundario)	47
5.2.4	Etapa de postfalla	47
5.3	Instalación del programa	47
5.4	Operación del programa	48
5.4.1	Modelo de la línea de transmisión	48
5.4.2	Inserción del modelo de arco	52
6	RESULTADOS	57
7	TECNICAS PARA LA DISMINUCIÓN DE LOS TIEMPOS DE EXTINCIÓN DEL ARCO SECUNDARIO	62
7.1	Líneas de transmisión con un banco de cuatro reactores	63
7.1.1	Ventajas y desventajas	64
7.2	Esquema de cuatro reactores modificado con suicheo selectivo	65
7.2.1	Tipos de esquema de suicheo	66
7.2.2	Ventajas y desventajas	68
7.3	Esquema de interruptor de alta velocidad a tierra	68
7.3.1	Ventajas y desventajas	69
7.4	Esquema de disparo monofásico híbrido	69
7.4.1	Ventajas y desventajas	70
7.5	Otros esquemas para extinguir el arco secundario	70
7.5.1	Esquema de capacitor en serie	71
7.5.2	Esquema de seccionar la línea de transmisión	71

7.6	Análisis del efecto de la utilización de reactores de neutro para la extinción del arco secundario	71
7.6.1	Línea sin compensación	72
7.6.2	Línea con compensación paralela sin reactor de neutro	74
7.6.3	Línea con compensación paralela con reactor de neutro.	75
8	APLICACIONES DEL MODELO DE ARCO	78
8.1	Aplicación: Sobretensiones presentes durante el tiempo muerto del recierre monopolar	78
8.1.1	Descripción del sistema.....	78
8.1.2	Descripción del problema que se presenta en el sistema.....	80
8.1.3	Planteamiento de soluciones.....	82
8.1.4	Ventajas y desventajas de las soluciones propuestas.....	88
8.2	Aplicación: Pruebas de tiempo de extinción de arco secundario para líneas de 500 kV	89
8.2.1	Descripción del sistema.....	89
8.2.2	Utilización del modelo de arco para el análisis del sistema planteado	90

CONCLUSIONES

BIBLIOGRAFIA

ANEXOS

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Redes de Secuencia para Fallas Trifásica.....	5
Figura 2. Redes de Secuencia para Fallas Bifásicas.....	7
Figura 3. Redes de Secuencia para Fallas entre Dos Fases y Tierra.....	8
Figura 4. Redes de Secuencia para Fallas Monofásica a Tierra.....	10
Figura 5. Esquema de Operación de Recierre Monopolar para Fallas Transitorias y Permanentes.....	13
Figura 6. Efecto del Auto-recierre Trifásico en la Estabilidad del Sistema.....	22
Figura 7. Circuito equivalente para el arco secundario.....	25
Figura 8. Etapas del modelo de falla de arco.....	30
Figura 9. Ventana de características de interruptor trifásico en ATPDraw.....	32
Figura 10. Circuito de arco de falla.....	33
Figura 11. Ciclograma de Tensión Vs Corriente para una corriente de arco primario máxima de 1.4 kA.....	36
Figura 12. Ciclograma de Tensión Vs Corriente para una corriente de arco primario máxima de 14 kA.....	37
Figura 13. Ciclograma de Tensión Vs Corriente para una corriente de arco secundario pequeña.....	39
Figura 14. Ciclograma de Tensión Vs Corriente linealizado.....	42
Figura 15. Evolución de la tensión de reignición del arco secundario.....	42
Figura 16. Tiempo en el que ocurre un cruce por cero de la corriente de arco secundario.....	43
Figura 17. Función escalón para activar la tensión de reignición a partir del primer cruce por cero de la corriente de arco secundario.....	44
Figura 18. Esquema del sistema de potencia a simular.....	48
Figura 19. Pestaña Model de la ventana de característica del modelo LCC.....	50

Figura 20. Pestaña Data del la ventana de característica del modelo LCC	50
Figura 21. Modelo de secuencia RL simétrico	51
Figura 22. Modelo del sistema de potencia en ATPDraw	51
Figura 23. Modelo de arco (circuito eléctrico)	52
Figura 24. Selección del archivo del modelo de arco.....	53
Figura 25. Icono del modelo de arco.....	53
Figura 26. Ventana de Características del modelo de arco	55
Figura 27. Esquema completo del modelo de falla de arco	56
Figura 28. Corriente de arco simulada con el modelo desarrollado	57
Figura 29. Tensión de arco simulada con el modelo desarrollado	58
Figura 30. Voltaje de arco medido en un sistema real	58
Figura 31. Comportamiento dinámico de la resistencia de arco	59
Figura 32. Comportamiento dinámico de la resistencia de arco para un estudio de arco primario	60
Figura 33. Ciclograma de Tensión Vs Corriente por medio de la simulación.....	60
Figura 34. Esquema de cuatro reactores para la extinción del arco	63
Figura 35. Esquema de reactancia de compensación sin reactor de neutro y con reactor de neutro.....	64
Figura 36. Esquema de suicheo del punto neutro.....	66
Figura 37. Esquema de suicheo de los reactores de compensación	67
Figura 38. Esquema de interruptor de alta velocidad a tierra	69
Figura 39. Modelo del sistema de potencia para la primera aplicación.....	79
Figura 40. Sobretensión presentada en la fase en falla luego de la extinción del arco secundario	80
Figura 41. Consumo de energía en el pararrayos de la subestación 1.....	81
Figura 42. Secuencia de disparo del esquema planteado	83
Figura 43. Tensión en el punto de falla empleando esquema de disparo en reactores.....	84
Figura 44. Corriente de arco empleando esquema de disparo en reactores	85

Figura 45. Tensión en el punto de la falla empleando reactor de neutro86

Figura 46. Consumo de energía del pararrayos, con el sistema operando con reactores de neutro.....87

Figura 47. Corriente de arco con el sistema operando con reactores de neutro ...88

Figura 48. Modelo del sistema de potencia de la segunda aplicación91

Figura 49. Tiempos de extinción del arco secundario para fallas monofásicas en cada línea92

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Niveles de tensión.....	11
Tabla 2. Parámetros que influyen en la duración del arco secundario.....	24
Tabla 3. Característica del modelo de la línea de transmisión.....	49
Tabla 4. Rango de longitud de líneas de transmisión para recierres exitosos y dudosos ante fallas monofásicas.....	62
Tabla 5. Tiempos de extinción del arco secundario para fallas monofásicas sobre el SEP.....	93

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. Modelo de falla de arco desarrollado en ATP	100
ANEXO B. Código en lenguaje fortran del sistema de potencia de prueba del modelo de falla.....	102
ANEXO C. Código en lenguaje fortran del sistema de potencia de la primera aplicación.....	106
ANEXO D. Código de la librería de transformadores utilizada en la segunda aplicación.....	112
ANEXO E. Código en lenguaje fortran del sistema de potencia de la segunda aplicación.....	116

INTRODUCCIÓN

Los sistemas de transmisión de energía eléctrica son parte muy importante en el desarrollo de los países. De allí que su seguridad, estabilidad y operación hagan parte de los principales objetivos de los operadores de los sistemas de potencia.

Debido a que estos sistemas de transmisión están expuestos a todo tipo de condiciones ambientales y eventualidades, las fallas sobre estas son inminentes, y los daños que estas puedan generar, deben ser aminorados o evitados mediante la implementación de un sistema de protecciones diseñado para la aplicación en particular.

Aunque la mayor parte de las fallas que ocurren en los sistemas eléctricos son de naturaleza transitoria, y en su gran mayoría se deben a factores de ocurrencia aleatoria y de comportamiento no predecible que en muchas ocasiones no pueden ser evitadas, las protecciones deben ser calculadas y ajustadas correctamente para su exitosa operación.

Una gran alternativa, basada en el hecho de que un amplio porcentaje de las fallas son del tipo monofásico a tierra, es el despeje y posterior recierre de la fase fallada que representa una buena opción que asegura confiabilidad en el sistema y permite la transmisión parcial ininterrumpida de energía, manteniendo calidad en el servicio.

Sin embargo, este despeje y posterior recierre monofásico del sistema, que en la mayor parte de los casos se hace en forma automática, ocasiona la existencia de un acoplamiento entre la fase fallada y la fases sanas aún conectadas, que durante el proceso de recierre puede generar un arco que dispare una vez más las

protecciones, corriendo el riesgo de sacar en forma permanente la línea. A este fenómeno se le conoce como Arco Secundario.

Para garantizar un recierre exitoso y evitar que el arco secundario prolongue la desenergización de la fase, los relés que realizan las maniobras de apertura y cierre, deben ajustarse con correctos periodos de tiempos.

Hay entonces una necesidad naciente de conocer el comportamiento del arco secundario con el fin de hallar parámetros correctos de ajustes de las protecciones que aseguren una maniobra exitosa de recierre.

Existen diversos métodos de modelado del arco secundario pero principalmente, debido a la naturaleza aleatoria que determinan el comportamiento del fenómeno, el enfoque probabilístico es uno de los más acertados y utilizados en el mundo.

En este trabajo, se ahondará entonces en el modelamiento del fenómeno de arco secundario para estudio de recierres automáticos utilizando las herramientas informáticas que permiten un gran acercamiento, por su capacidad de procesamiento, al comportamiento del eventual fenómeno en la realidad.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Implementar un modelo detallado de arco secundario por medio del programa EMTP/ATP para el estudio de recierres automáticos ante fallas de arco monofásicas en sistemas de transmisión de energía de Extra Alta Tensión (EAT).

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Investigar sobre el estado del arte de modelos de fallas de arco para el estudio de recierre monofásico en sistemas de Transmisión de EAT.
- Determinar los parámetros más relevantes para el desarrollo de un modelo de arco secundario.
- Desarrollar un modelo de arco secundario utilizando el software EMTP/ATP.
- Establecer los diferentes métodos utilizados en el sector eléctrico para la disminución de los tiempos de extinción de arco secundario.
- Comparar el modelo de arco realizado con otros modelos desarrollados y aplicar el modelo de arco secundario implementado en sistemas de transmisión de EAT modelados en EMTP.

1 ESTADO DEL ARTE

A nivel global, la preocupación por tener modelos de arco secundarios debido a su gran aplicabilidad en los estudios de falla y otros factores de los sistemas eléctricos de potencia, ha impulsado el desarrollo a través de la historia de diversos métodos que buscan conocer el comportamiento hipotético de determinados fenómenos eléctricos. Existen muchos tipos de métodos, desde los más sencillos que modelan el fenómeno con una resistencia, hasta los más complejos y elaborados que tienen en cuenta todo tipo de parámetros, tanto estocásticos como determinísticos.

Uno de los métodos comúnmente empleado es el que se basa en el cálculo de la probabilidad de extinción de arco secundario como función del tiempo, que debido a esta característica recibe el nombre de “metodología probabilística”.

Algunos otros métodos más modernos proponen novedosos algoritmos numéricos que buscan determinar el tiempo óptimo de recierre durante fallas transitorias o permanentes presentado en las líneas eléctricas. Algunos de estos se basan en una terminal de entrada de datos que procesa y determina cuando el arco que sigue a una falla monofásica, desaparece.

Otro modelo complejo esta basado en representar la incertidumbre asociada a la predicción del tiempo de extinción del arco secundario a través de Lógica Difusa. Este método de gran robustez permite tener en cuenta ciertos parámetros que afectan las características del arco en la línea de transmisión, como lo son el viento y la potencia que fluye a través de la línea (asociado a la carga).

Las actuales tecnologías informáticas han facilitado y potencializado el modelamiento del fenómeno de arco secundario mediante EMTP (ElectroMagnetic Transients Program) que permite, al implementar en software diversos métodos anteriormente mencionados, hacer modelado y simulaciones mucho más complejas y completas al incluir parámetros y condiciones específicas de cada sistema.

2 FALLAS Y RECIERRES EN LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

Los Sistemas Eléctricos de Transmisión están expuestos a diversos factores físicos y fenómenos que producen distintos tipos de fallas eléctricas.

Debido a que casi en su totalidad los sistemas eléctricos de transmisión están expuestos a las condiciones ambientales circundantes, son fenómenos ligados a estas las que en su mayoría causan fallas eléctricas. Dependiendo de las circunstancias anormales que éstas generen, las fallas serán de naturaleza permanente o transitorias.

Entre los fenómenos físicos o eventualidades causantes de fallas eléctricas permanentes se encuentran la caída de una torre, la rotura de un hilo o hilos conductores, contacto permanente a través de ramas u otro elemento con fase o tierra, los incendios forestales, entre otras. Y como causantes de fallas transitorias se pueden mencionar el viento (que balancea los hilos de las fases), arbustos o ramas (que hagan contacto temporal entre fases o fase y tierra), la contaminación de los aislantes, la humedad y, como una de las principales causas de fallas, se debe incluir las descargas atmosféricas.

Todas las fallas, transitorias o permanentes, pueden ser de igual forma, según el tipo de daño eléctrico: Fallas monofásicas, fallas bifásicas, fallas trifásicas, sobre tensión, y bajos de tensión.

Para el estudio a realizar y por su incidencia sobre las características del sistema se profundiza en las fallas que ocurren entre fases o fase-tierra, y las cual se les

da el nombre de “Cortocircuito”. De igual forma enfatizando en que alrededor del 80% de las fallas que ocurren sean de naturaleza transitoria.

El sistema de transmisión eléctrico debe ser protegido de cualquiera de estos tipos de fallas mediante la implementación de protecciones eléctricas que, en su gran mayoría, de forma automática, operan en presencia de estas aislando los tramos fallados del sistema. Este aislamiento o despeje de las fallas, produce como efecto secundario la reducción de la capacidad del sistema, pudiendo comprometer la estabilidad y el sincronismo, además de impactar negativamente sobre los diferentes entes que participan del mercado energético.

2.1 Tipos de cortocircuitos

Como anteriormente se mencionó, el cortocircuito es uno de los tipos de fallas más comunes en los sistemas de transmisión y ocurren cuando existe una unión no deseada entre conductores, o entre conductores y tierra, a través de una impedancia nula o relativamente pequeña.

Los cortocircuitos son situaciones anómalas y dañinas al sistema eléctrico que deben evitarse al máximo. Entre sus efectos negativos se encuentran:

- Corrientes Elevadas: Estas, al circular a través de conductores de impedancia nula o pequeña, generan un calentamiento excesivo que puede llegar al extremo de fundirlos.
- De igual forma, se generan Altos Esfuerzos Electromecánicos entre conductores que pueden finalizar en la rotura o deformación permanente de los mismos.

- La Caída de Tensión es otro de los efectos que perjudica al sistema, generando desconexión o perturbaciones en las cargas que se alimentan en el extremo receptor.

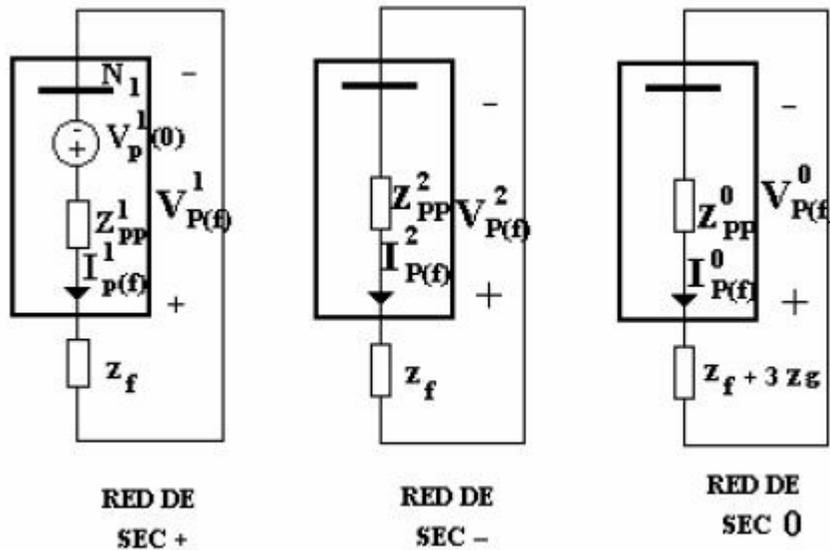
Principalmente, encontramos tres tipos de cortocircuitos descritos a continuación y analizados mediante la utilización de las componentes simétricas:

2.1.1 Cortocircuito Trifásico Simétrico

El término simétrico se debe asociar con un régimen equilibrado, en el que se cumple como principal condición:

$$V_a = V_b = V_c \quad \text{y} \quad I_a + I_b + I_c = 0$$

Figura 1. Redes de Secuencia para Fallas Trifásica



Fuente: Coria Cisneros, Lino. Modelado y Operación de Líneas Transmisión.

De las redes de secuencia que se observan en la figura 1, se define que:

$$V_1 = E_1 - I_1 Z_1 = 0 ; I_1 = \frac{E_1}{Z_1}$$

$$V_2 = -I_2 Z_2 = 0 ; I_2 = 0$$

$$V_0 = -I_0 Z_0 = 0 ; I_0 = 0$$

Luego, $I_a = \frac{E_1}{Z_1} = \frac{V_n}{Z_1}$; $I_{cc} = \frac{V_n}{Z_1}$ siendo V_n igual a la tensión nominal de fase (eficaz)

en el punto de la falla.

I_{cc} = Corriente Eficaz de Cortocircuito

$$Z_1 = R_1 + jX_1 = jX_1$$

$$I_b = \frac{a^2 V_n}{Z_1} \qquad I_c = \frac{a V_n}{Z_1}$$

Las corrientes forman, como se ve, un sistema equilibrado, que se toma como referencia comparativa al estudiar los demás casos.

2.1.2 Cortocircuito entre Dos Fases o Bifásico

Las ecuaciones de definición para este tipo de falla son:

$$V_b = V_c$$

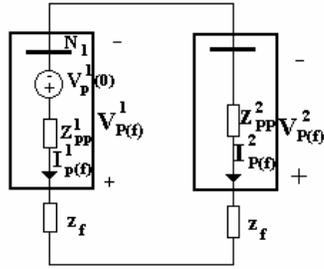
$$I_a = 0$$

$$I_b = -I_c$$

De donde $I_0 = 0$, obviamente no hay retorno por tierra. Y también $I_2 = -I_1$

Suponiendo que $Z_1 = Z_2 = jX_1$, queda, en síntesis, $(I_F) = \sqrt{3} \frac{V_n}{2.X_1} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{cc}$

Figura 2. Redes de Secuencia para Fallas Bifásicas



Fuente: Coria Cisneros, Lino. Modelado y Operación de Líneas Transmisión.

Las redes secuenciales se conectan de acuerdo a la Figura 2, y en cuanto a las tensiones se tiene que:

$$V_1 = V_n - I_1 Z_1 = V_2 = \frac{V_n Z_2}{Z_1 + Z_2}$$

$$V_a = V_1 + V_2 + V_0 = V_n \frac{2 Z_2}{Z_1 + Z_2}$$

$$V_b = V_c = (a^2 + a) V_1 = -V_1$$

Y si en forma análoga hacemos $Z_1 = Z_2 = jX_1$, queda, por último $V_a = V_n$ resulta que,

$$V_b = V_c = -\frac{V_n}{2}$$

2.1.3 Cortocircuito Bifásico a Tierra

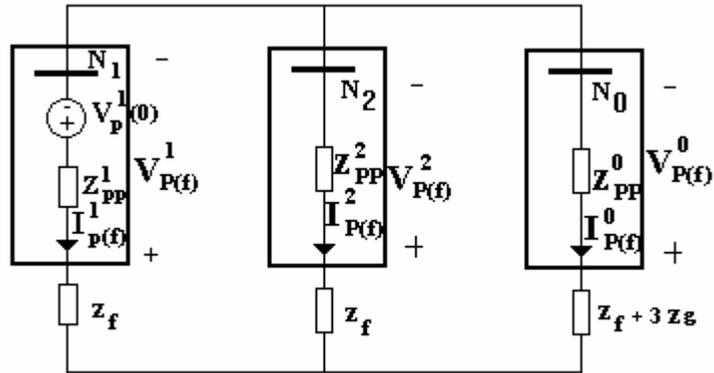
Las ecuaciones de definición son:

$$V_b = V_c = 0 \quad y \quad I_a = 0$$

Mediante operaciones con los operadores de redes de secuencias se llega directamente a las expresiones de tensión y corriente:

$$V_1 = V_2 = V_0 \quad \text{y} \quad I_1 + I_2 + I_0 = I_a$$

Figura 3. Redes de Secuencia para Fallas entre Dos Fases y Tierra



Fuente: Coria Cisneros, Lino. Modelado y Operación de Líneas Transmisión.

Según la figura 3, la conexión corresponde al paralelo de los dos circuitos secuenciales, igualdad de tensión ($V_1 = V_2 = V_0$) y suma nula de corrientes ($I_1 + I_2 + I_0 = I_a$). Según lo anterior se puede deducir que,

$$\frac{(I_F)}{(I_{CC})} = \frac{3}{\sqrt{\frac{(1+2x_0)}{x_1} + \frac{4R_0^2}{x_1^2}}} = \frac{3}{\sqrt{1 + \left[4 \cdot \left[\frac{x_0^2 + R_0^2 + x_1 \cdot x_2}{x_1^2} \right] \right]}}$$

2.1.4 Cortocircuito Monofásico a Tierra

Debido a que sólo afecta una de las fases, ya no se considera un régimen equilibrado. Además, se supone para este tipo de fallas, que el sistema estaba en vacío, para simplificar el problema que supondría la superposición de un régimen existente previo. Las ecuaciones de definición para este tipo de falla son:

$$V_a = 0, \text{ en caso de corto sólido, (sin o } V_a = I_a \cdot R_f)$$

$$I_b = I_c = 0$$

$$\text{de donde } V_1 + V_2 + V_0 = 0$$

$$\text{y la corriente de falla es } I_F = I_a = 3I_0 = \frac{3V_n}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$$

Como ayuda a visualizar la Figura 4, y sustituyendo en la expresión $I_{CC} = \frac{V_n}{Z_1}$

$$\frac{I_F}{I_{CC}} = \frac{3}{1 + \frac{Z_2 + Z_0}{Z_1}}$$

Y asumiendo

$$Z_2 = Z_1 = j \cdot X_1$$

$$Z_0 = R_0 + j \cdot X_0$$

Resulta que

$$\frac{I_F}{I_{CC}} = \frac{3}{2 + \frac{R_0 + j \cdot X_0}{j \cdot X_1}} = \frac{3}{2 + \frac{X_0}{X_1} - j \cdot \frac{R_0}{X_1}}$$

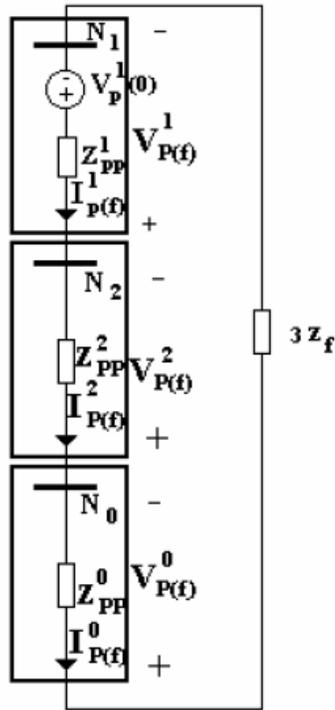
En síntesis resulta que:

$$\frac{(I_F)}{(I_{CC})} = \frac{3}{\sqrt{\frac{(2 + X_0)^2}{X_1} + \frac{(R_0)^2}{(X_1)}}}$$

Cumpléndose la condición que ambas corrientes sean iguales cuando

$$X_0 = X_1 \quad \text{y} \quad R_0 = 0$$

Figura 4. Redes de Secuencia para Fallas Monofásica a Tierra



Fuente: Coria Cisneros, Lino. Modelado y Operación de Líneas Transmisión

Debido a que la mayoría de este tipo de fallas son de carácter transitorio, y a que la demora de una desconexión de un segmento fallado puede perjudicar a todo el sistema eléctrico, se han desarrollado controles automáticos que cierran el interruptor corto tiempo después que una falla fue despejada mediante el disparo del sistema de protección del sistema. A esta técnica se le llama recierre automático, y será ahondado en el siguiente sección.

2.2 Introducción al recierre en sistemas eléctricos

Como es sabido, las redes eléctricas estas clasificadas de acuerdo al nivel de tensión al cual son energizadas, esta clasificación se muestra a continuación en la siguiente tabla.

Tabla 1. Niveles de tensión

NIVEL DE TENSIÓN	RANGO
Baja Tensión	menor o igual a 1 kV
Media Tensión	mayor a 1 kV pero menor o igual a 35 kV
Alta Tensión	mayor a 35 kV pero menor a 220 kV
Extra Alta Tensión	igual o mayor a 220 kV

Un análisis de las fallas sobre cualquier línea de una red de transmisión operando a alta tensión o en extra alta tensión ha mostrado que entre el 80 y el 90% de este tipo de fenómenos son de naturaleza transitoria, la tendencia se manifiesta en más bajo porcentaje en las redes de alta tensión y en mayor porcentaje en los sistemas de extra alta tensión.

Una falla transitoria, como el arco que se genera al colapsar un aislante, será despejado por la acción inmediata de uno o más interruptores que aíslan la falla, y la cual no recurre cuando la línea es energizada de nuevo. Los rayos son la causa más común de fallas transitorias, entre otras posibilidades como el balance entre cables o el contacto temporal entre fases mediante objetos ajenos al sistema.

Entre el 10 y el 20% de las causas restantes de falla son permanentes o semi-permanentes. Las fallas semi-permanentes pueden ser causadas por objetos como una rama de árbol que no puede ser removida por el disparo inmediato de los circuitos, pero puede desaparecer al incinerarse durante un retardo de tiempo del disparo. Este tipo de fallas prevalecen más comúnmente en las líneas de alta tensión ubicadas en áreas boscosas.

Las fallas permanentes, como la rotura de conductores, y todas las secciones de cables que están incluidas en la línea, tienen que ser localizadas y reparadas antes de restablecer el servicio.

Lo anteriormente mencionado hace concluir que en la mayor parte de los incidentes de falla, si la línea fallada es inmediatamente desconectada, y el tiempo de la desconexión es lo suficiente para permitir que el arco de falla se des-ionice, el re-cierre de los interruptores resultará en una re-energización exitosa de la línea.

Los esquemas de recierre son empleados para llevar a cabo estas funciones en forma automática, permitiendo además, particularmente en los sistemas EHV, mantener la estabilidad y el sincronismo del sistema.

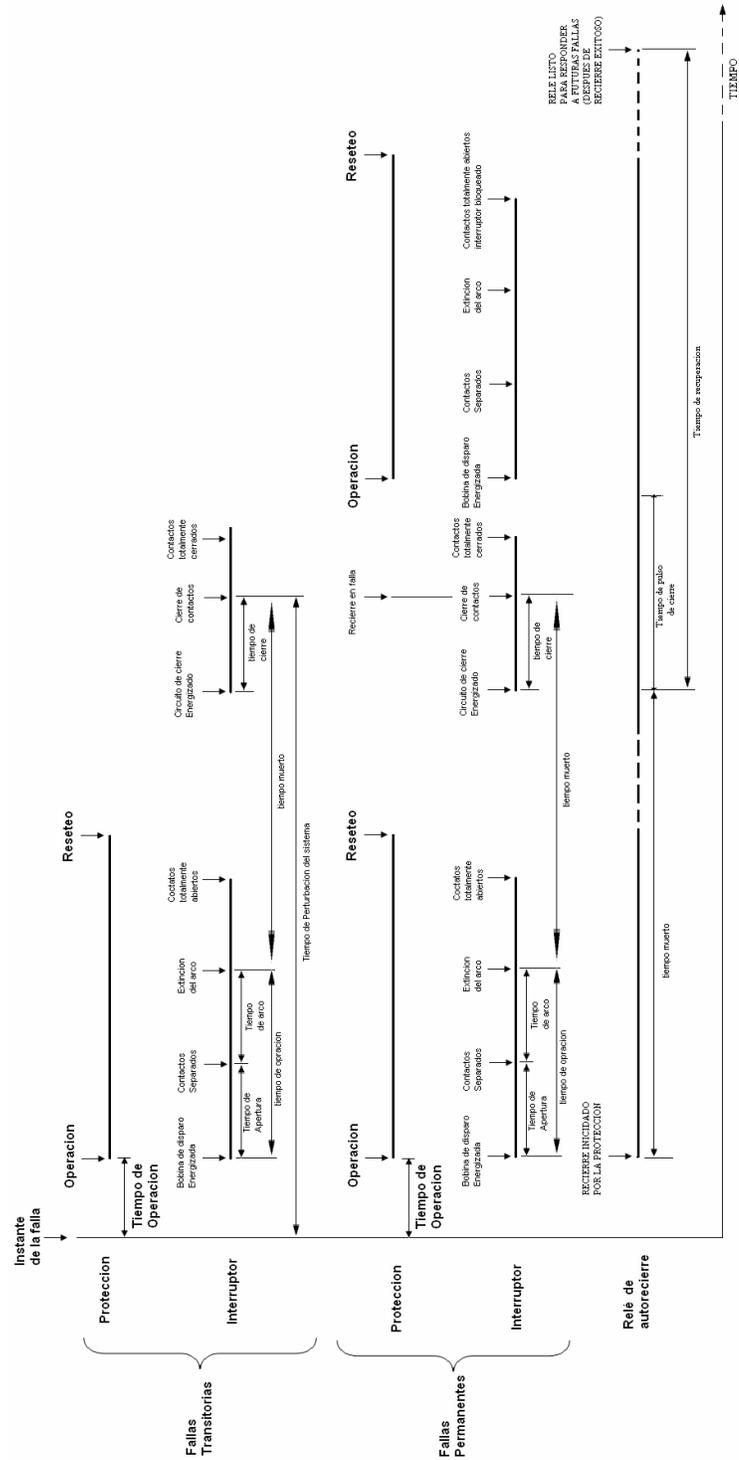
2.2.1 Definiciones

Un número de los definidos a continuación son ilustrados en la Figura 5, la cual muestra la secuencia de eventos en una típica operación de auto-recierre, donde los interruptores intentan re-cerrarse después de haberse disparado para tratar de despejar la falla. Dos condiciones son ilustradas en la figura; un recierre exitoso en el evento en que la falla fuese transitoria, y un re-cierre fallido seguido de un bloqueo (lock-out) del interruptor en el caso de una falla de naturaleza permanente.

Anti-pumping

Una característica incorporada en el interruptor o en los esquemas de recierre según el cual, en el evento de una falla permanente, repetidas operaciones del interruptor sean prevenidas cuando la duración del impulso de cierre, sea mayor que la suma de los tiempos de operación de los relés de protección y el interruptor juntos.

Figura 5. Esquema de Operación de Recierre Monopolar para Fallas Transitorias y Permanentes.



Fuente: GEC Measurements. Protective relays application guide

Tiempo del arco

El tiempo que hay entre el instante de la separación de los contactos del interruptor y el instante de extinción del arco.

Tiempo de Impulso de Cierre

El tiempo durante el cual los contacto de cierre del relé de auto-recierre operan.

Tiempo de Cierre

Es el tiempo desde la energización del circuito de cierre del interruptor hasta que los contactos operan.

Relé de Conteo

Un relé, usualmente del tipo electromagnético, con un mecanismo de reenganche que avanza un paso cada vez que se energiza la bobina. Son frecuentemente utilizados para grabar el número de operaciones realizadas por un interruptor desde la última puesta en servicio o mantenimiento, y para dar una alarma o bloqueo para un número determinado de fallas en la operación.

Tiempo Muerto (Relé de Auto-recierre)

El tiempo entre que el esquema de auto-recierre es energizado y la operación de los contactos que energizan el circuito de cierre del interruptor. En todos los esquemas de recierre (excepto los instantáneos o de muy alta velocidad), este tiempo es virtualmente el mismo tiempo muerto del interruptor.

Tiempo Muerto (Interruptor o Sistema)

El tiempo entre el cual el arco de falla es extinto y los contactos del interruptor operan.

Tiempo de Desionización

El tiempo que sigue a la extinción de un arco de falla necesario para asegurar la dispersión del aire ionizado que no permitirá que el arco se reencienda cuando la línea sea re-energizada.

Esquema de Recierre de Alta Velocidad

Un esquema según el cual un interruptor es automáticamente recerrado hasta en un segundo máximo después de la operación de disparo del dispositivo.

Bloqueo (Lock-out)

Una característica de un esquema de auto-recierre en el cual, después del disparo de un interruptor, previene recierres automáticos en el futuro.

Esquema de Recierre Retardado o de Baja Velocidad

Un esquema según el cual el recierre automático de un interruptor seguido a una operación de disparo después de una falla es retrazado por un tiempo que excede el segundo.

Recierre Multi-disparo

Una secuencia de operación que provee más de un recierre en una falla dada antes de que el bloqueo del interruptor ocurra.

Contador de Operación

Un contador, usualmente del tipo de ciclómetro electromagnético, ajustado para indicar el número de operaciones automáticas (cierres o disparos) ejecutados por un interruptor desde su puesta en funcionamiento.

Tiempo de Apertura

El tiempo existente entre la energización de la bobina de disparo del interruptor y el instante de separación de los contactos de los mismos.

Tiempo de Operación del interruptor

El tiempo desde la energización de la bobina de disparo hasta la extinción del arco de falla.

Tiempo de Operación de la protección

El tiempo desde la ocurrencia de la falla hasta el cierre de los contactos de disparo.

Tiempo de Recuperación

El tiempo que sigue a una operación de cierre exitosa, medido desde el instante en el que los contactos del relé de auto-recierre se cierran, y el cual debe transcurrir antes de que el relé de auto-recierre inicie una secuencia de re-cierres en el evento de una falla futura.

Tiempo de Perturbación del Sistema

El tiempo entre la ocurrencia de la falla y la operación exitosa de recierre de los contactos del interruptor.

Tiempo de Carga de Resortes

En los interruptores de cierre con resorte para motor bobinado, este es el tiempo requerido para que el motor cargue el resorte completamente después de una operación de cierre.

Recierre Mono-disparo

Una secuencia de operación provista de un solo recierre, y que bloquee funcionalmente el interruptor si un disparo subsecuente ocurre.

2.2.2 El autorecierre en las redes de distribución de alta tensión (AT)

En las redes de distribución de alta tensión, el auto-recierre es aplicado principalmente a los sistemas de alimentación radial donde los problemas de la estabilidad del sistema no se presentan con mucha frecuencia. Las ventajas más relevantes se muestran a continuación:

- a) Reducción a un mínimo de interrupciones de la fuente para el consumidor.
- b) Despeje instantáneo de fallas pueden ser introducido a los sistemas, junto con otros beneficios como duraciones de fallas más cortas y menos daño ocasionado por fallas.

Debido a que alrededor del 80% de las fallas en las líneas son transitorias, la eliminación de pérdida de la fuente de alimentación debido a esta causa mediante auto-recierre otorga obvios beneficios, además de dar la posibilidad de permitir el uso de una subestación en particular “no atendidas”, ahorrando costos de personal. En el caso de las subestaciones “no atendidas”, el número de visitas por parte del personal después de haber ocurrido una falla para re-cerrar un interruptor manualmente, puede ser reducido, una importante consideración en subestaciones en áreas apartadas y remotas.

La introducción del auto-recierre da un importante beneficio en circuitos, usando protección de tiempo graduable, en la cual se permite el uso de protección instantánea para dar un primer disparo de alta velocidad. Con esta medida, la duración del arco de potencia que resulta de una falla en la línea es reducida a un mínimo, disminuyendo también, el riesgo de daño en la línea, el cual de otra forma podría terminar en una falla permanente. La aplicación de una protección instantánea, de cualquier forma, podría resultar en un disparo no selectivo de un número de interruptor y una pérdida de la fuente en secciones que no han fallado.

Sin embargo, el auto-recierre, permite que todos estos interruptores sean recerrados en unos pocos segundos; con fallas transitorias habría una pérdida de energía durante un período muy corto pero que afecta a una gran cantidad de consumidores. Mientras que si sólo una protección de tiempo graduable fuera utilizada, un número más pequeño de consumidores sería afectado, pero por un tiempo considerable y con menos oportunidades de un recierre exitoso.

Cabe anotar, que cuando una protección instantánea es utilizada con autorecierre, el esquema es ajustado para aislar la protección instantánea después del primer disparo, de manera que, si la falla persiste después del recierre, la protección de tiempo graduable ejecutará un disparo selectivo, resultando en el aislamiento de la sección fallada. Otro de los beneficios que posee el disparo instantáneo es el de reducir el mantenimiento de los interruptores mediante la eliminación del calor del pre-arco cuando se despejan las fallas semi-permanentes.

2.2.3 Factores que influyen los esquemas de recierre en AT

Existen varios factores que influyen los esquemas de recierre en los sistemas de Alta Tensión. Estos son la escogencia del tiempo muerto, el tiempo de respuesta y el número de disparos.

2.2.3.1 Tiempo Muerto

- **Estabilidad del Sistema y Sincronismo**

Los problemas de estabilidad y sincronismo están asociados a la existencia de más de una fuente, y donde la potencia puede ser suministrada a ambos extremos de la línea interconectada.

En busca de hacer maniobras de re-cierre sin pérdida de sincronismo después de una falla en la línea interconectada, el valor del tiempo muerto de ser mantenido en un mínimo permisible que permita la des-ionización del arco de falla, y otro tiempo de retardo que contribuya a que el tiempo total de la perturbación del sistema se mantenga lo más corto posible.

El uso de la protección de alta velocidad por su parte, con tiempos de operación en el orden de los 50 milisegundos es esencial, ya que al ser capaces de brindar tiempos más pequeños de despeje de falla, reducen el tiempo en el que se desioniza el arco generado.

- **Características del Interruptor**

En sistemas de AT, es común encontrar interruptores en aceite, y se encuentran con solenoides, con mecanismo de cierre manual, o mecanismo activado por motor. Y aunque puedan encontrarse variaciones en los mecanismos, cada retraso de tiempo que este pueda agregar al realizar maniobras de disparo o recierre, debe ser tomado en consideración, especialmente cuando existe la posibilidad de utilizar el auto-recierre de alta velocidad.

- **Desionización de la Trayectoria de la Falla**

Para un recierre exitoso de alta velocidad, se requiere la interrupción de la falla mediante la maniobra del interruptor, seguido de un retraso de tiempo lo suficiente que permita que el aire ionizado sea disperso. Este tiempo depende en principio del sistema de voltaje, la causa de la falla y de las condiciones atmosféricas. En los sistemas de AT, el tiempo de des-ionización es menos importante que el tiempo de retardo del interruptor, caso que no es siempre así en los sistemas de EAT.

- **Tiempo de Reset de la Protección**

Si una protección con retardo de tiempo es usada, es esencial que el dispositivo de temporización sea reseteado completamente durante el tiempo muerto, así que la discriminación correcta de tiempo será mantenida hasta después del recierre debido a la falla. El tiempo de reset de un relé convencional I.D.M.T. (Inverse Definite Minimum Time) es 10 segundos o más en el ajuste máximo, y por lo tanto, tiempos de al menos este valor deben ser escogidos. Cuando tiempos muertos cortos se requieran, el relé de protección debe ser de reset instantáneo.

2.2.3.2 Tiempo de Restauración

- **Tipos de Protección**

El tiempo de restauración debe ser suficiente para que permita que los relés de protección operen cuando el interruptor esté recerrado en caso de una falla permanente. Las formas más comunes de protección en líneas de AT son los I.D.M.T. o relés de sobrecorriente y falla a tierra con tiempo definido.

El máximo tiempo de operación de estos dispositivos con bajos niveles de falla es alrededor de los 30 segundos, mientras que para niveles de falla con distintos valores de tiempos, el tiempo de operación puede ser de 10 segundos o menos.

En el caso de las protecciones con tiempo definido, 3 segundos o menos son comunes, con 10 segundos como un máximo absoluto. Es una práctica común el uso de tiempo de restauración de 30 segundos para esquemas de auto-recierre en sistemas de AT.

2.2.3.3 Número de Disparos

No hay ninguna regla general que defina la cantidad de disparos para una aplicación en particular, pero para esto, un número de factores debe ser tomado en cuenta.

- Limitaciones de los Interruptores: Una consideración importante es la habilidad de los interruptores para ejecutar varios disparos y operaciones de cierre repetidas y rápidas sucesiones y el efecto de estas maniobras en los periodos de mantenimiento. Debido a que alrededor del 80% de las fallas en la realidad son transitorias, la tendencia es la utilización de esquemas de un sólo disparo, ya que estos dan el máximo periodo de mantenimiento con los considerables beneficios del auto-recierre.

- Condiciones del Sistema: Un esquema de Multi-diparos es justificable, siempre y cuando la información estadística para un sistema particular muestre un moderado porcentaje de fallas semi-permanentes. Tal es el caso de las áreas forestales.

- Interruptores en Vacío: Estos dispositivos, tienen la importante ventaja de ser virtualmente libre de mantenimiento. Su aplicación en sistemas de HV es limitada por su alto costo en comparación con el tipo en aceite.

2.2.4 Recierre automático en líneas de transmisión en EAT

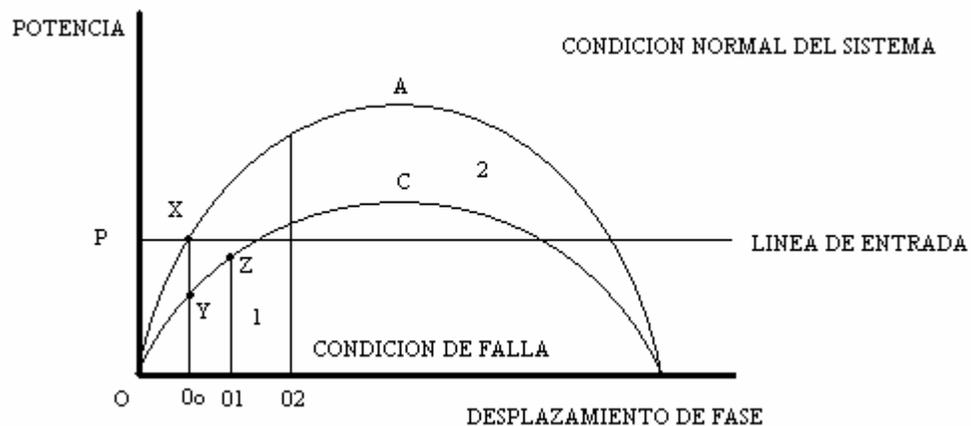
En líneas de Extra Alta Tensión, la consideración más importante en la aplicación de auto-recierre es mantener la estabilidad y el sincronismo del sistema.

Una ilustración de esto es la interconexión entre dos sistemas de potencia como los mostrados en la Figura 6. Bajo condiciones normales de operación, la cantidad

de potencia transmitida sincronizada, P , cruza la curva OAB de la gráfica potencia V.S ángulo en el punto X , mostrando que el desfase entre dos sistemas es igual a θ_0 . Bajo condiciones de falla, el comportamiento es como el de la curva OCB , y los puntos de operación cambian a Y . Asumiendo una entrada mecánica constante a las máquinas, hay ahora una potencia de aceleración XY . Como resultado de esto, los puntos de operación se mueven a Z , con un aumento de desfase, θ_1 , entre los dos sistemas, los interruptores se disparan y rompen la conexión. El desfase continúa aumentando a una tasa dependiente de la inercia de las dos fuentes de poder; para mantener el sincronismo el interruptor debe ser recerrado en un tiempo lo suficientemente corto para prevenir que el ángulo de fase exceda θ_2 . Este ángulo debe permanecer, tal que, el área (2) sea mayor que el área (1), la cual es la condición para mantener el sincronismo.

El ejemplo ilustra claramente el éxito de utilizar auto-recierre en caso que se necesite protección de alta velocidad, interruptores de rápida operación y un tiempo muerto corto.

Figura 6. Efecto del Auto-recierre Trifásico en la Estabilidad del Sistema.



Fuente: GEC Measurements. Protective relays application guide

En sistemas altamente interconectados, por otro lado, es indeseable que el sincronismo se pierda por el disparo de la protección de una sola fase. En este caso, la mejor opción es utilizar auto-recierre de baja velocidad o con retardo, para que la potencia oscilante que resulta de una falla, tenga tiempo de estabilizarse antes de que una maniobra de recierre sea intentada.

3 PARAMETROS QUE INFLUYEN EN EL TIEMPO DE EXTINCIÓN DEL ARCO SECUNDARIO

Diversos estudios acerca de los parámetros que influyen en el tiempo de extinción del arco secundario determinan que existen dos categorías en las cuales se pueden clasificar estos según la naturaleza de las variables. Esta clasificación se presenta a continuación por medio de la siguiente tabla.

Tabla 2. Parámetros que influyen en la duración del arco secundario

	Parámetro	Variable sobre la que influye el parámetro
Parámetros Determinísticos	Longitud de la línea	Cab, Cbc, Cca y Co
	Voltaje promedio	-Ua/2
	Método de encendido del arco	Forma y longitud del arco secundario
	Grado de compensación	Iarc/Isum, V recuperación
	Localización de los reactores en Paralelo	I secundario
	Distancia entre extremos del arco	Probabilidad de reencendido
Parámetros estocásticos	Localización de la falla	I secundario
	Corriente de arco primario	Grado de ionización del arco primario
	Duración del arco primario	Elongación del arco primario
	viento	Temperatura y longitud del arco secundario
	Resistencia de arco secundario	I secundario
	Voltaje de recuperación	Reencendido del arco secundario
	Corriente de arco secundario	Grado de ionización del arco secundario

Los primeros seis parámetros que se muestran en la tabla anterior dependen de la configuración y operación de la red obtenidos mediante pruebas de campo o pruebas de laboratorio, los siete restantes dependen de las condiciones ambientales u otras condiciones estadísticas.

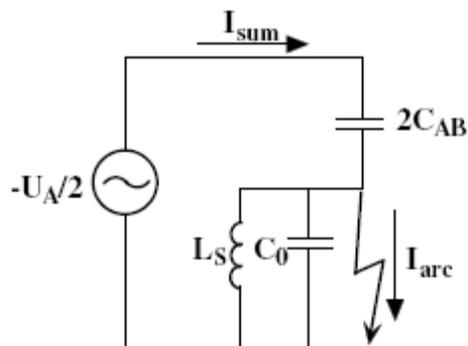
3.1 Parámetros Determinísticos

Son llamados así a todo aquel parámetro cuyo comportamiento responde a una relación causa-efecto que puede ser conocida en su totalidad. Para el caso de estudio, estos son parámetros son inherentes y dependientes de las características de la estructura y operación de la red.

3.1.1 Longitud de la línea

La longitud de la línea de transmisión define el acople que existirá entre las fases y entre sus fases y tierra, estos parámetros han sido definidos como C_{ab} , C_{bc} , C_{ca} y C_0 para denotar las capacitancias mutuas y a tierra. Estas capacitancias juegan un papel importante en la duración del arco secundario, ya que para líneas de longitudes muy largas el tiempo que durará el arco secundario será muy alto debido al alto acople capacitivo que existirá entre los conductores. Lo anteriormente descrito se puede observar por medio de la figura 7.

Figura 7. Circuito equivalente para el arco secundario



Fuente: Danyed, Handl. Improving the reliability of experimental data about secondary arc duration

3.1.2 Voltaje Promedio

En la medida que el nivel de tensión de la línea de transmisión es más grande, la corriente de arco secundario también aumentara. No obstante, el arco secundario es inherente a líneas de transmisión de alta y extra alta tensión.

3.1.3 Método de encendido del arco

Hay dos formas en las que el arco secundario se inicia: Cuando es precedido por un arco primario que genera un canal plasmático que ioniza y calienta el aire, generando las condiciones optimas para que se de el fenómeno.

La otra forma en la que se genera este fenómeno es cuando no se tiene un arco primario que marque un canal, sino que pudiese conducirse a través de alambre metálico fundido, por ejemplo.

3.1.4 Grado de Compensación

El proceso del arco secundario de las líneas de transmisión compensadas y no compensadas difiere en dos puntos:

- Del equivalente de Thevenin (ver figura 7) de secuencia positiva de compensación de la línea de transmisión que influye en el flujo de corriente a través del arco secundario.
- Después de la extinción del arco secundario, comienza un proceso de oscilación (un voltaje modulado evoluciona) y los parámetros del mismo dependen del grado de compensación en el circuito oscilatorio L_S-C_0 de la fase fuera de ciclo (ver figura 1). La mejor forma de caracterizar esto, es construyendo una curva de la envolvente del máximo voltaje y otra curva que represente el tiempo que le toma llegar a ese máximo.

3.1.5 Localización de los Reactores en Paralelo

La ubicación de reactores en paralelo a los extremos de la línea, como típicamente se hace, tienen un gran impacto sobre el comportamiento del arco secundario. La compensación con reactores disminuye significativamente la corriente de arco secundario, especialmente en los extremos donde estos se localizan, y dependiendo de la ubicación de la falla, será la influencia de la compensación sobre este fenómeno.

3.1.6 Distancia entre Extremos del Arco

Este parámetro influye principalmente sobre la posibilidad de reencendido del arco, ya que entre mayor distancia halla entre los extremos del arco, menor será la probabilidad de reencendido del arco.

3.2 Parámetros Estocásticos

Un parámetro estocástico es aquel cuyo comportamiento está gobernado por el azar, y cuyas leyes de causa-efecto no explican cómo se comporta el parámetro, sino en función de probabilidades.

3.2.1 Localización de la Falla (distancia desde el fin de la fuente)

El lugar de la falla es determinado en principio por la impureza de los aisladores, el punto en el que impacta un rayo u otros factores impredecibles, pero en general que influyen sobre el comportamiento del fenómeno de arco secundario. A medida que el lugar de la falla se ubica lejos de los extremos de la compensación, la corriente de arco secundario aumenta.

3.2.2 Corriente de Arco Primario (i_{primario})

La remanencia, canal ionizado donde el fenómeno de arco secundario evoluciona, es afectada por el grado de ionización del canal plasmático, depende principalmente de la corriente del arco primario.

Entre más grande sea la corriente de arco primario, mayor será la elongación del arco debido a su propio efecto electromagnético. Como en las líneas de transmisión compensadas, la componente DC de la corriente de arco primario podría decaer hasta lentamente se transforma a un arco secundario.

3.2.3 Duración del Arco Primario (t_{primario})

Basándose en los hechos que se experimentan en laboratorio y en el comportamiento en general del fenómeno, para una mayor duración del arco primario, se extenderá la duración del fenómeno de arco secundario. No obstante, un mayor tiempo arco primario, ionizará aún más el canal ionizado y el tiempo de duración de arco secundario podría aumentar.

3.2.4 El Viento

El viento es el más drástico e impredecible de los parámetros. La correlación que debe existir entre, la velocidad del viento y el tiempo del arco secundario no es suficientemente conocida para la aplicación. Velocidades del viento bajas, valores de corrientes de arco pequeños y grandes corrientes de arco secundario, pueden causar la prolongación del tiempo de ocurrencia del arco secundario.

3.2.5 Resistencia de Arco Secundario

Esta resistencia incluye ambas resistencias (baja y alta) generadas durante el paso del arco a través del canal plasmático. Esto significa que es un parámetro crucial en el intervalo intermitente del arco secundario, cuando la distribución de las zonas por independiente del canal del arco determinan la probabilidad del extinción final en la próxima eventualidad.

3.2.6 Voltaje de Recuperación

Para este parámetro se cumple una principal condición y es, que si el voltaje de recuperación no alcanza el voltaje de ruptura, el arco secundario se extingue.

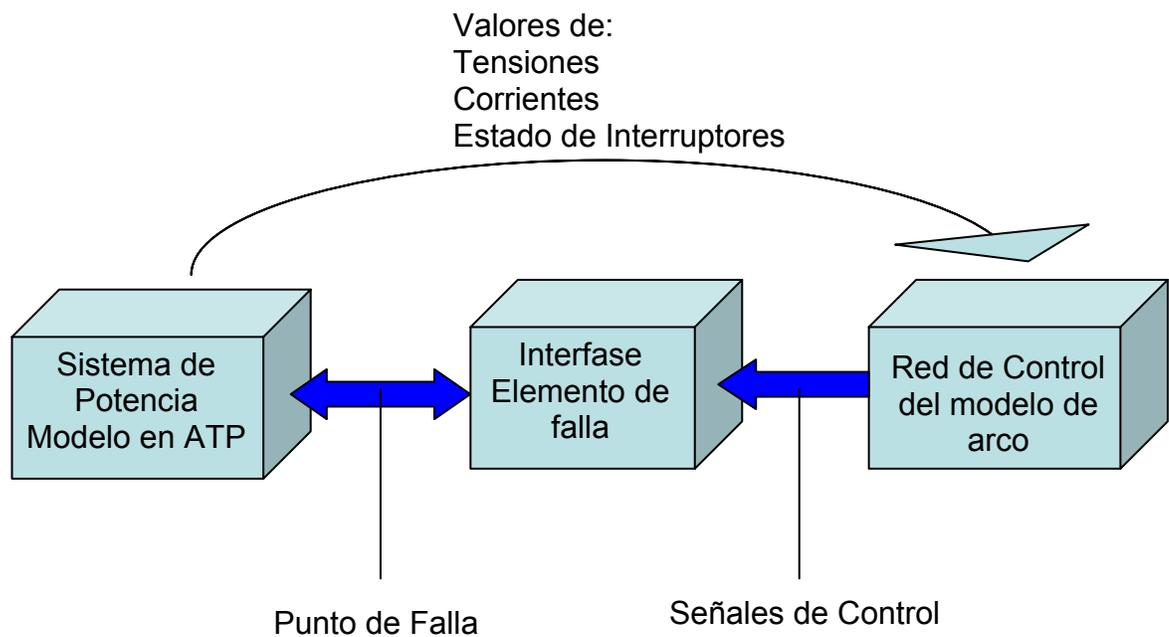
3.2.7 Corriente de Arco Secundario

Durante el proceso de arco este parámetro realmente no influye en forma significativa. Un hecho es que la rápida extinción con un alto número de reencendidos es más probable para una corriente de arco secundario.

4 MODELO PROPUESTO PARA FALLA DE ARCO

El modelo de falla de arco desarrollado para el análisis de recierres automáticos, se compone de una serie de etapas las cuales se muestran a continuación en la siguiente grafica.

Figura 8. Etapas del modelo de falla de arco



4.1 Modelo en ATPDraw del sistema de potencia a analizar

Para la ejecución de un modelo de falla de arco, es necesario realizar un modelo detallado del sistema de potencia que se quiere analizar, dado que el modelo se

implementó en el software ATPDraw, el sistema de potencia también debe ser implementado en el mismo programa.

Para la realización del modelo en ATPDraw, se deben tener en cuenta los modelos de las líneas de transmisión, transformadores, apertura y cierre de interruptores, reactores de compensación y de neutro y lo que es más importante, los circuitos equivalentes del sistema (conformados por una fuente y una red de secuencia), ya que estos son los que definen los aportes a la falla mientras ocurre la perturbación.

Durante el proceso de desarrollo del modelo de arco se implementó un modelo de un sistema de potencia general, en donde se modela una línea de transmisión circuito sencillo a 500 kV con cuatro subconductores por fase, por medio de un modelo LCC (Line Constant/Cable) incluido en el software ATPDraw, esta línea se encuentra dividida en 4 tramos, es decir, que se realizaron 4 modelos LCC, esto es realizado con el fin de detallar de la manera mas fiel posible un sistema real.

Luego de completar el modelo de la línea de transmisión se modelaron los circuitos equivalentes de cada lado de la línea, para esto se utilizo una fuente tipo 14 trifásica junto con un circuito RL simétrico. Este último es muy importante ya que este elemento tiene en cuenta las secuencia positiva y cero del sistema equivalente que no se está modelando y por lo tanto es el que determina el nivel de aporte de energía a la falla de cada extremo de la parte del sistema modelado. Otros elementos que son muy importantes en los sistemas de potencia y que son determinantes a la hora extinguir el arco secundario que se produce luego de abrir los interruptores durante la falla, son los transformadores y reactores, ya que si estos no son modelados correctamente pueden inducir errores en el análisis de las simulaciones.

Por último se colocan los interruptores a lado y lado de las líneas de transmisión o en donde se encuentren en la realidad, esto con el fin de reproducir fielmente el sistema real. Los interruptores en ATPDraw pueden ser trifásicos o monofásicos, y pueden estar controlados por diversas variables, una de esas variables es el tiempo de simulación, para lo cual la ventana de características del elemento muestra una opción de colocar el tiempo de apertura y el tiempo de cierre del interruptor (Figura 9), con esto lo que se busca es poder despejar la falla de acuerdo a la operación del esquema de protección del sistema de potencia.

Figura 9. Ventana de características de interruptor trifásico en ATPDraw

DATA	VALUE
T-cl_1	-1
T-op_1	0.22
T-cl_2	-1
T-op_2	5
T-cl_3	-1
T-op_3	5
Imar	0

Al tener el sistema de potencia totalmente modelado se hace necesario realizar medidas de tensión, corriente y estados de los interruptores del sistema, esto con la finalidad de poner en funcionamiento el modelo desarrollado, ya que este necesita los valores instantáneos de las variables anteriormente mencionadas.

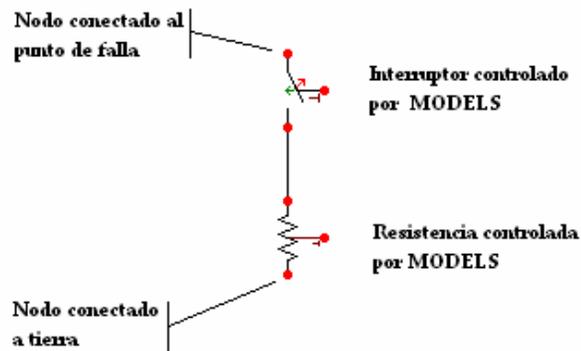
4.2 Interfase entre el sistema de potencia y el modelo de arco

Debido a que el programa ATP solo no posee características para la realización de procesos controlados y solo puede simular la parte eléctrica de un SEP y debido a esto se utilizan programas a parte como lo son TACS y MODELS para realizar las

funciones de control, se hace necesaria una interfase entre el programa ATP y el lenguaje MODELS que es el utilizado para modelar la falla de arco.

La interfase que se utilizó es una resistencia (Tipo 91) controlada por una variable TACS o MODELS en conjunto con un interruptor monofásico en cual también es controlado por una variable TACS o MODELS, estos dos elementos en conjunto representaran el arco eléctrico durante el momento en que se produce la perturbación, esta interfase se muestra en la figura 10.

Figura 10. Circuito de arco de falla



El valor que tendrá la resistencia y el estado del interruptor estarán determinados por el algoritmo de la red de control, realizado para controlar las condiciones del arco, esto se comentara a continuación.

4.3 Red de control del modelo de falla de arco

El sistema de control es el núcleo fundamental de todo el método, ya que este es el que decide en que instante el interruptor de la falla abre o cierra, y cuales serán los valores que tendrá la resistencia de falla.

La red de control del modelo de falla propuesto se realizó en el programa MODELS. Models es un lenguaje de descripción técnica, el cual está dirigido básicamente a problemas en el dominio del tiempo, y además es utilizado como una herramienta para describir el comportamiento dinámico de sistemas físicos muy complejos. En lo que respecta a MODELS en ATP, este puede ser utilizado para describir la operación de los componentes circuitales así como para el control de dichos componentes. También puede ser utilizado para la generación de señales y análisis de medidas circuitales. Finalmente MODELS puede ser utilizado como interfase entre ATP y otro programa externo¹.

MODELS básicamente utiliza un lenguaje de programación de medio nivel en el cual se pueden realizar operaciones iterativas, lógicas, secuenciales, entre otras, estas características lo hacen muy similar al lenguaje PASCAL.

El modelo de arco en su representación física debe dividirse en 4 etapas, las cuales son las siguientes:

- La primera etapa es el instante de pretalla. En este instante el sistema se encuentra en estado estacionario y por lo cual la falla aún no se ha iniciado.
- La segunda etapa es en la que se presenta la falla y los interruptores de cada lado de la línea de transmisión aún no se han abierto, en este instante se presenta el Arco Primario.
- La tercera etapa es en la que se presenta el despeje de la falla luego de abrir los interruptores de cada lado de la línea, y debido al acople capacitivo existente entre las fases de la línea de transmisión se produce el Arco Secundario.
- La cuarta y ultima etapa comienza con la extinción del arco secundario, a partir de este momento es cuando se puede realizar un recierre

¹ USER GUIDE TO MODELS IN ATP, 1996

automático ya que el arco secundario se extinguió y no existe riesgo que se produzca u recierre no exitoso.

Teniendo aclaradas las etapas de una falla de arco, pasamos a su fundamentación teórica.

Una de las maneras de representar una falla de arco es utilizando una resistencia constante junto con un interruptor el cual cierra y abre en instantes precisos de tiempos para asumir el inicio de la falla y la extinción de la misma, pero esta manera de representar la falla resulta poco objetiva cuando de realizar estudios de recierres automáticos se trata, ya que el interruptor es abierto en un tiempo predefinido por el usuario y no dependiente de las características de la falla y se puede llegar cometer errores muy graves. Dado lo anterior se han realizado investigaciones acerca de la manera de modelar el arco de falla que se produce en las líneas de transmisión y de representar las características físicas del arco por medio de características eléctricas.

Para el modelo propuesto, se ha tratado de representar un arco de falla de la manera más fiel a como se reproduce en la realidad y teniendo en cuenta que la apertura del interruptor de falla para dar fin al arco no se deba a un valor predeterminado por el investigador sino, por el contrario, que este estado, se dé cuando una serie de condiciones se cumplan.

Un arco está dividido en dos partes, el arco primario y el arco secundario.

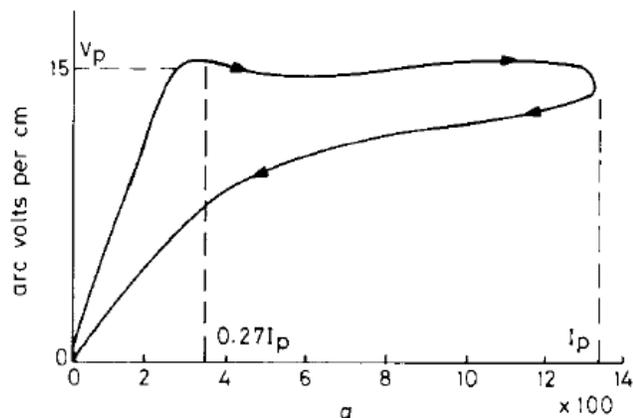
4.3.1 El arco primario

El arco primario es el que sucede cuando se produce la falla y por lo menos el interruptor de uno de los lados de la línea se encuentra cerrado. Durante la falla la corriente que circula a través del arco es muy grande debido a los aportes de los

extremos por lo cual hay un gran consumo de energía aunque la tensión de arco es muy pequeña, esto dependerá de la impedancia de la falla, por lo cual entre más alta sea la impedancia de la falla, mayor será la tensión de arco.

Un fenómeno muy singular que ocurre durante el arco primario es que debido a la gran cantidad de corriente circulante por la falla, la longitud del arco no cambia mucho de su estado inicial, por lo cual se puede decir que es casi constante. Una de las características más importantes dentro del arco de falla es aquella descubierta por Strom y Browne dentro de sus investigaciones, es el efecto de histéresis del arco, del cual estos dos científicos han obtenido un ciclograma entre la tensión y la corriente². Este ciclograma del arco primario se muestra en las figuras 11 y 12, donde en la figura 11 se muestra el ciclograma para una corriente máxima de 1400 A mientras que la figura 12 muestra el ciclograma para una corriente máxima de 14000 A

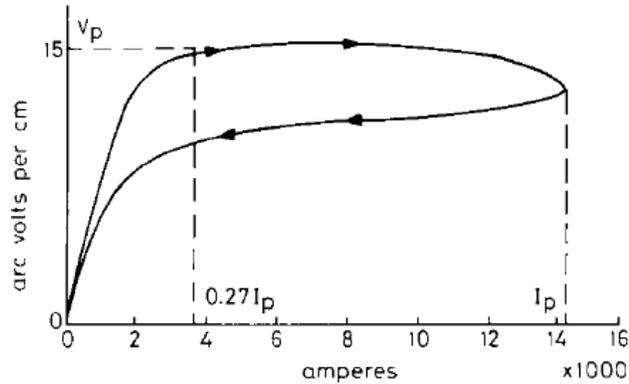
Figura 11. Ciclograma de Tensión Vs Corriente para una corriente de arco primario máxima de 1.4 kA



Fuente: A.T. Johns, Improved Techniques for modelling fault arcs on faulted EHV transmisión systems

² STROM, A.P.: 'Long 60-cycle arcs in air', Trans. Am. Inst. Elec. Eng., 1946, 65, pp. 113-117 y BROWNE, T.E.: 'The electric arc as a circuit element', J. Electrochem. Soc., 1955, 102, pp. 27-37

Figura 12. Ciclograma de Tensión Vs Corriente para una corriente de arco primario máxima de 14 kA



Fuente: A.T. Johns, Improved Techniques for modelling fault arcs on faulted EHV transmisión systems

De acuerdo con Johns³, la característica dinámica del arco puede ser representada por la siguiente ecuación diferencial.

$$\frac{dg_p}{dt} = \frac{1}{T_p} \cdot (G_p - g_p)$$

Esta ecuación puede ser interpretada físicamente como el valor de la conductancia de arco cuando la corriente de arco se mantiene por un periodo de tiempo lo suficientemente largo bajo condiciones externas constantes.

En la anterior ecuación g_p se define como el valor de la conductancia de arco. Por otro lado G_p se define como la conductancia de arco primario en estado estacionario y puede ser evaluada como:

$$G_p = \frac{|i|}{V_p \cdot l_p}$$

³ A.T. Johns, Improved Techniques for modelling fault arcs on faulted EHV transmisión systems

Donde $|i|$ es el valor absoluto de la corriente de arco en amperios, l_p es la longitud del arco en centímetros y V_p es el voltaje por unidad de longitud a través del arco primario. De acuerdo a diversos estudios se ha confirmado que el voltaje de arco primario es independiente a la corriente de arco y que dentro del rango comprendido entre los 1.4 y 24 kA el voltaje por unidad de longitud promedio es cerca de 15 V/cm, esto es:

$$V_p = 15 \text{ V/cm}$$

Para las condiciones de arco primario T_p y l_p son considerados constantes, en donde l_p es la longitud inicial del arco que en la mayoría de los casos es la longitud de la cadena de aisladores de donde sucede el evento. Por el otro lado T_p es una constante de tiempo la cual es inversamente proporcional a la tasa de crecimiento de la tensión para llegar al valor de V_p , esta tasa de crecimiento está dada por $15 \cdot l_p / 0.27 \cdot I_p$ Donde I_p es el valor pico máximo de la corriente de arco primario, esto se muestra en las figuras 11 y 12, por lo tanto la constante de tiempo está dada por la siguiente expresión:

$$T_p = \frac{\alpha \cdot I_p}{l_p}$$

Donde α es igual a 2.85×10^{-5} , estas ecuaciones son validas para corrientes en rango comprendido entre 1.4 kA y 24 kA.

Con el fin de saber el valor de I_p lo que se debe realizar es simular el sistema a analizar con una falla franca y de este modo verificar cual es valor de corriente máximo de arco primario.

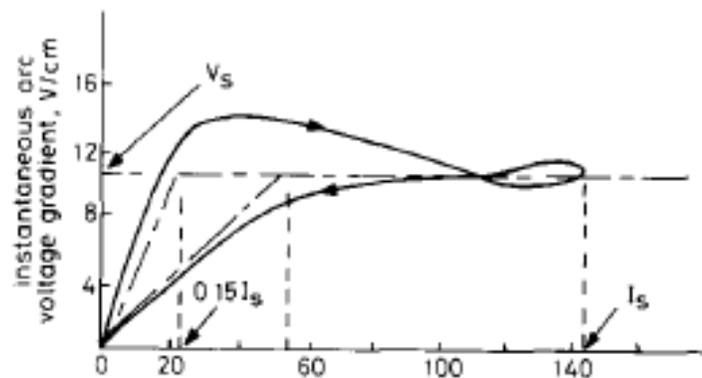
4.3.2 El arco secundario

El arco secundario es uno de los fenómenos más complicados de representar por medio de un programa de simulación, ya que cada vez que hay cruce por cero de la corriente se produce una pequeña extinción del mismo, con lo cual se producen una serie de apagados y reencendidos del arco hasta finalmente se termina por extinguir el arco dado que la tensión reignición del arco supera a la tensión de arco.

El arco secundario presenta una característica de histéresis muy similar a la del arco primario, pero los parámetros que definen esta característica, a diferencia del arco primario, no son constantes en el tiempo, sino que por el contrario varían de acuerdo a diversos factores que influyen sobre el fenómeno.

La característica dinámica del arco secundario está dada por la siguiente figura:

Figura 13. Ciclograma de Tensión Vs Corriente para una corriente de arco secundario pequeña



Fuente: A.T. Johns, Improved Techniques for modelling fault arcs on faulted EHV transmisión systems

Esta característica dinámica del arco de falla puede ser representada por medio de una conductancia cuyo valor estará dado por la siguiente ecuación diferencial:

$$\frac{dg_s}{dt} = \frac{1}{T_s} \cdot (G_s - g_s)$$

Donde g_s es el valor de la conductancia de arco secundario y G_s que es la conductancia de arco secundario en estado estacionario esta dada por la siguiente expresión:

$$G_s = \frac{|i|}{V_s \cdot l_s(t_r)}$$

Se ha encontrado que el valor de la tensión constante V_s es función de la corriente de arco secundario máxima el rango⁴ de 1 a 55 A y puede ser obtenida por medio de la siguiente expresión:

$$V_s = 75 \cdot I_s^{0.4} \text{ V/cm}$$

En el arco secundario se presenta una característica particular a diferencia del arco primario y es que la longitud del arco es variable en el tiempo. Esta variación de la longitud depende de la velocidad del viento, pero para velocidades no mayores a 1 m/seg la longitud del arco esta dada por la siguiente expresión:⁵

⁴ A.T. Johns, Improved Techniques for modelling fault arcs on faulted EHV transmission systems

⁵ ANJO, K., TERASE, H., and KAWAGUCHI, Y.: 'Self-extinction of arcs created in long air gaps', Elec. Eng. Jpn., 1968,88, pp. 83-93

$$l_s(t_r)/l_{s0} = \begin{cases} 10 \cdot t_r & \text{Para } t_r > 0.1 \text{ seg} \\ 1 & \text{Para } t_r \leq 0.1 \text{ seg} \end{cases}$$

Donde l_{s0} es la longitud inicial del arco secundario y t_r es el tiempo medido a partir del inicio del arco secundario. La anterior expresión quiere decir que durante los 100 msec del arco secundario, la longitud del arco secundario permanece constante, y a partir de ese instante de tiempo la longitud comienza a variar en un factor de $10l_{s0}$ por cada segundo.

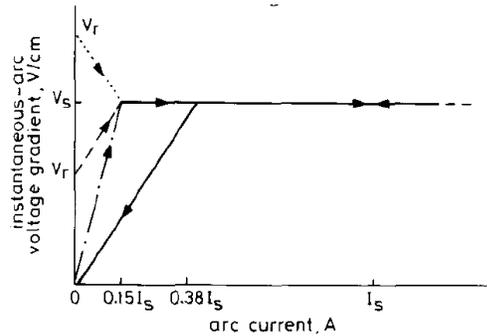
El valor de la constante de tiempo al igual que para el arco primario está dado por el inverso de la tasa de crecimiento de la tensión, por lo cual la tasa de crecimiento de la tensión esta dada por $V_s \cdot l_s(t_r) / 0.15 \cdot I_s$ esto es:

$$T_s = \frac{\beta \cdot I_s^{1.4}}{l_s(t_r)}$$

Donde el valor de β es 2.51×10^{-3} para pequeñas corrientes. De igual manera que para el arco primario, el valor de I_s se determina por medio de una simulación haciendo la resistencia de arco secundario cero, esto se justifica en el hecho de que la resistencia entre la fase fallada y las fases sanas es muy alta en comparación con la impedancia de falla.

Dentro de la característica del arco secundario encontramos un término llamado el voltaje de reignición o soporte, el cual es la capacidad dieléctrica del aire del arco. La variación de esta tensión es una de las condiciones más difíciles de representar. El ciclograma para el arco secundario de la figura 13 se puede linealizar y se le puede introducir la característica de la tensión de reignición, tal como se muestra en la figura 14.

Figura 14. Ciclograma de Tensión Vs Corriente linealizado



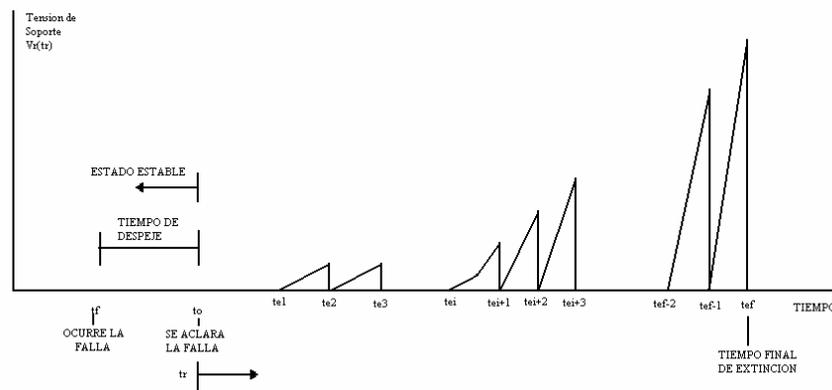
Fuente: A.T. Johns, Improved Techniques for modelling fault arcs on faulted EHV transmisión systems

De acuerdo con Johns⁶, la tensión de soporte puede ser modelada por medio de la siguiente expresión:

$$V_r(t_r) = \left[5 + \frac{1620 \cdot T_e}{2.15 \cdot I_s} \right] \cdot (t_r - T_e) \cdot h(t_r - T_e) \times 10^3 \text{ V/cm}$$

Donde $V_r(t_r)$ es la tensión de soporte y su valor aumentará en la medida que se extinga el arco secundario tal como se muestra en la figura 15

Figura 15. Evolución de la tensión de reignición del arco secundario

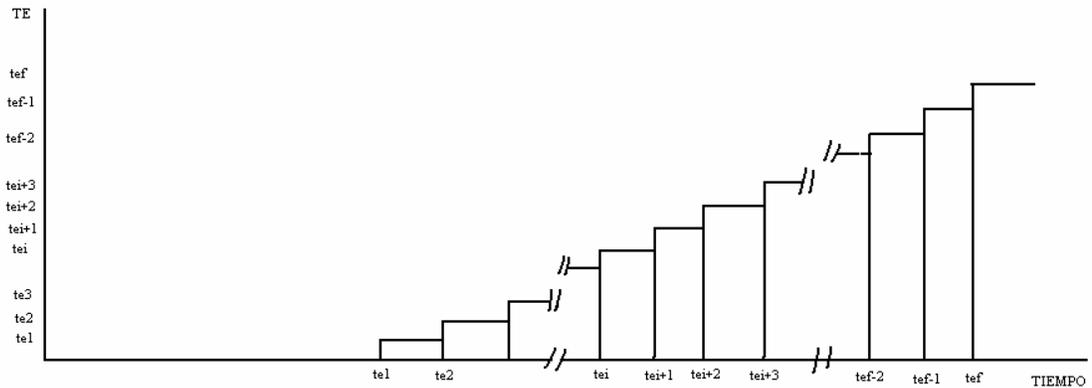


Fuente: Calderón, Jhon. Estudio del recierre monopolar ISA 500 kV

⁶ A.T. Johns, Improved Techniques for modelling fault arcs on faulted EHV transmisión systems

La variable T_e es el tiempo en el que ocurrió el último cruce por cero de la corriente de arco a partir desde que la falla es despejada tal como se muestra en la figura 16.

Figura 16. Tiempo en el que ocurre un cruce por cero de la corriente de arco secundario



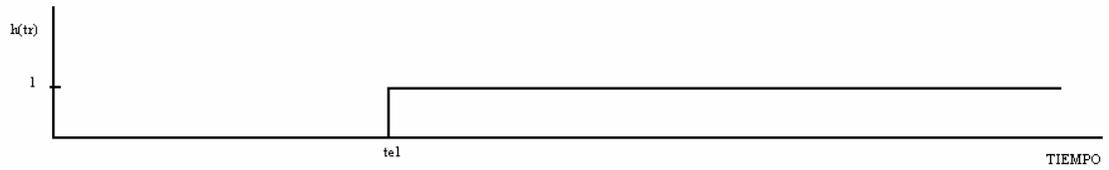
Fuente: Calderon, Jhon. Estudio del recierre monopolar ISA 500 kV

La variable h es una función escalón unitario que esta definida de la siguiente manera:

$$h(t_r) = \begin{cases} 1 & \text{para } (t_r - T_e) \geq 0 \\ 0 & \text{para } (t_r - T_e) < 0 \end{cases}$$

Esto significa que antes del cruce por cero de la corriente de arco secundario el valor de h es 0 y a partir del primer cruce por cero de la corriente de arco secundario h es 1. Esto se muestra en la figura 17.

Figura 17. Función escalón para activar la tensión de reignición a partir del primer cruce por cero de la corriente de arco secundario



Fuente: Calderón, Jhon. Estudio del recierre monopolar ISA 500 kV

Teniendo claro todas las variables incluidas en el valor de la tensión de reignición, se tiene que el arco secundario se extingue totalmente cuando el voltaje de reignición excede el valor de la tensión del arco a circuito abierto durante el cruce por cero.

5 DISEÑO DEL PROGRAMA DEL MODELO DE FALLA DE ARCO

5.1 Características del programa

Tal como se ha mencionado con anterioridad, el programa fue desarrollado en la plataforma MODELS la cual está integrada al programa ATP, así que para poder poner en funcionamiento el programa, se debe modelar el sistema de potencia a analizar en el programa ATPDraw.

Dado a que la plataforma a utilizar para modelar el sistema de potencia es el software ATP, podemos tener confianza en que el sistema se podrá representar de una manera muy parecida al sistema real, ya que este programa ha sido utilizado por industrias de todo el mundo para el modelamiento de sus sistemas.

El modelo de arco desarrollado presenta la característica de ser un modelo monofásico, es decir, que solo se pueden modelar fallas monofásicas.

Luego de modelar el sistema de potencia podemos pasar a las características del programa para el modelo de falla de arco desarrollado, las cuales se listan a continuación:

- **Compactación:** el programa está desarrollado de manera muy compacta y sencilla lo cual permite que sea muy sencillo entender el funcionamiento del código.
- **Generalidad:** El código está desarrollado en un lenguaje muy general a todos los programas de programación que existen, lo cual hace que este pueda ser desarrollado en otro lenguaje de programación.

- Variación de parámetros: El programa está diseñado para que diversos parámetros de las ecuaciones que intervienen en el desarrollo del arco de falla sean modificados.
- Universalidad: Dada la forma como está desarrollado el programa, este puede ser utilizado para representar el arco de falla en cualquier tipo de línea de transmisión, ya sea sencilla o doble circuito.

5.2 Descripción del programa

El programa implementado presenta las mismas 4 etapas que se mencionaron en el capítulo anterior, estas se describen a continuación:

5.2.1 Etapa de prefalla

En esta etapa el sistema de potencia se encuentra en estado estable, por lo cual el programa solamente coloca en cero la salida que controla el interruptor que hace parte de la interfaz entre el lenguaje MODELS y el programa ATPDraw con el fin de que este permanezca abierto y no se produzca falla alguna sino solo hasta el momento indicado por el usuario.

5.2.2 Etapa de falla (Aparición del Arco Primario)

En esta etapa el programa verifica que el tiempo de simulación sea mayor que el tiempo de falla designado por el usuario, si esta condición se cumple entonces cierra el interruptor indefinidamente hasta que los dos interruptores de cada lado de la línea de la fase fallada sean abiertos. De esta manera, al cerrar el interruptor, la resistencia de falla se incluirá en el circuito y se producirá la falla, donde el valor

de la resistencia estará dado por la iteración del programa en la ecuación dinámica para la conductancia.

5.2.3 Etapa de despeje de la falla (Aparición del Arco Secundario)

Esta etapa se inicia en el instante en el que los interruptores de la fase fallada a ambos lados de la línea sean abiertos, en este instante se inicia el arco secundario y el valor de la resistencia de falla estará de acuerdo a las ecuaciones vistas en el capítulo anterior, el interruptor de la falla abrirá cada vez que la corriente de arco secundario cruce por cero y verificará que la tensión de arco sea menor que la tensión de reignición en cuyo caso el interruptor permanecerá abierto dando paso a la siguiente etapa.

5.2.4 Etapa de postfalla

Esta etapa es la última etapa del programa y simplemente lo que hace es dejar el interruptor de la falla abierto con el fin de que la falla no vuelva a operar.

5.3 Instalación del programa

El programa desarrollado será entregado en un archivo de extensión ARCO_R.mod de igual manera se entregará otro archivo pero con la extensión ARCO_R.sup el cual es el archivo de icono y que podrá ser ejecutado desde ATPDraw. Estos dos archivos que se encuentran en el CD anexo a este trabajo deben ser colocados en la carpeta llamada Mod, del directorio de archivos del programa ATP.

5.4 Operación del programa

Para la operación del programa en primera instancia se debe modelar el sistema de potencia a analizar, el modelo con el que se probó el modelo de falla de arco, se explicara a continuación.

5.4.1 Modelo de la línea de transmisión

El modelo de línea que se utilizó es un modelo de una línea de 500 kV y 542 Km. de longitud la cual posee 4 subestaciones, una cada extremo de la línea y otras dos intermedia, una esta a 226 km de un extremo y la otra subestación esta a 360 km desde el mismo extremo desde el que se midió la subestación anterior, esta línea posee las siguientes características físicas (Tabla 2) y esta dividida en 4 tramos de líneas, esto se muestra en la siguiente figura.

Figura 18. Esquema del sistema de potencia a simular

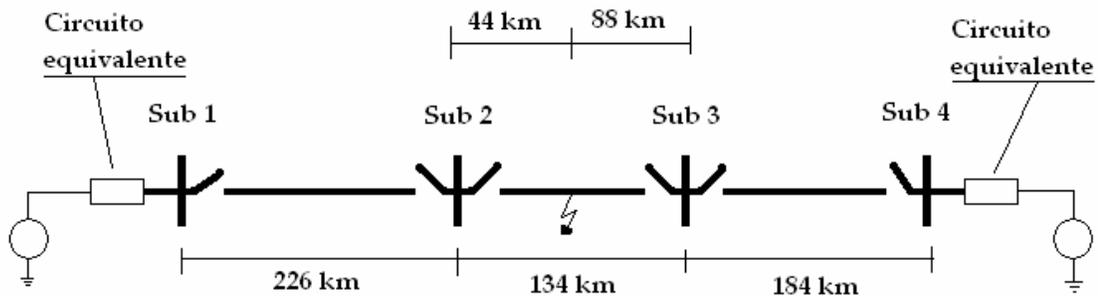


Tabla 3. Característica del modelo de la línea de transmisión

Característica	Tramo 1	Tramo 2	Tramo 3	Tramo 4
Longitud [km]	226	44	88	184
Separación Horizontal entre fases [m]	10,5	10,5	10,5	10,5
Altura promedio conductores fase a tierra [m]	38,2	18,5	18,5	18,5
Altura promedio conductores de guarda a tierra [m]	48	25	25	25
Separación entre cables de guarda [m]	17,5	17,5	17,5	17,5
Diámetro del conductor de fase [cm]	2,516	2,516	2,516	2,516
Diámetro del conductor de guarda [cm]	1,222	0,978	0,978	0,978
Numero de subconductores por fase	4	4	4	4
Espaciamento entre subconductores [cm]	45,72	45,72	45,72	45,72
Resistividad promedio del terreno [ohm-m]	1350	72	72	17
Referencia del conductor de fase	FLINT	FLINT	FLINT	FLINT
Referencia del conductor de guarda	ACSR MINORCA	ALUMOWELD 7 N° 8	ALUMOWELD 7 N° 8	ALUMOWELD 7 N° 8

Tomando en cuenta las características presentes en la anterior tabla, pasamos a modelar la línea en el programa ATPDraw por medio de un modelo LCC, en este modelo se ingresan los datos correspondientes a longitud de la línea, resistividad del terreno, tipo de modelo a utilizar (PI, Bergeron, entre otros), esto se muestra en la figura 19.

En el mismo modelo se indican las características físicas de la torre que utiliza el tramo de línea modelado y de los conductores de fase y guarda, como lo son el diámetro y resistencia DC. Esto se muestra en la figura 20.

Figura 19. Pestaña Model de la ventana de característica del modelo LCC

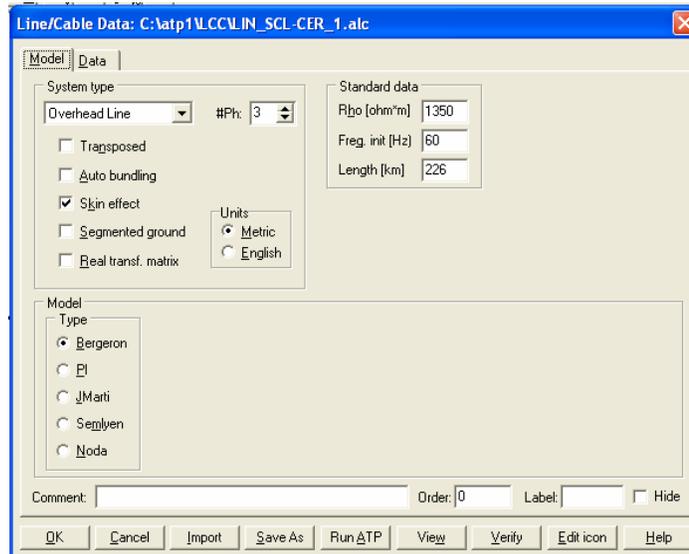
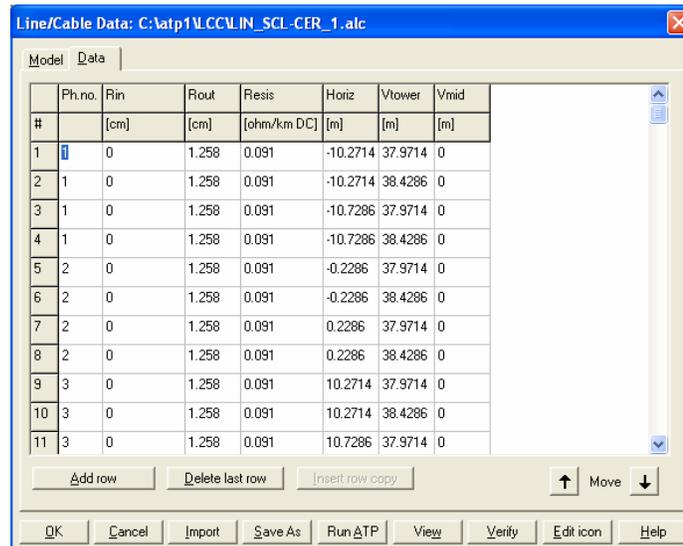
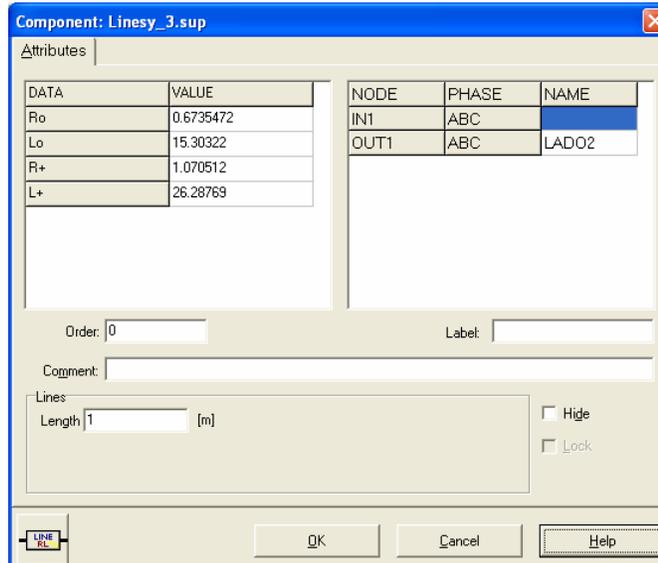


Figura 20. Pestaña Data del la ventana de característica del modelo LCC



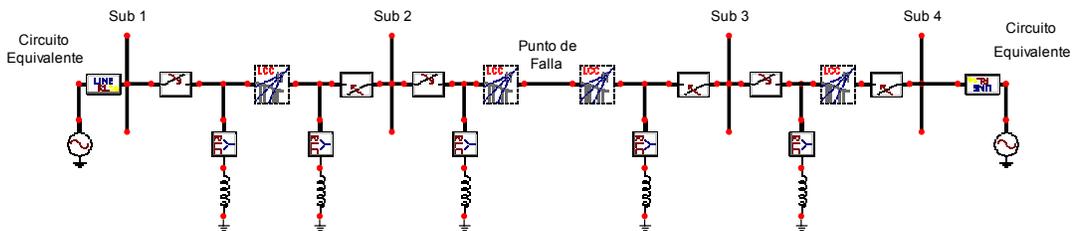
De esta manera se realizan los modelos de los tramos de línea que se necesitan para realizar el modelo completo. Teniendo todos los modelos de las líneas, se pasa a la realización de los circuitos equivalentes, en estos, se colocan los valores de secuencia positiva y cero de la resistencia y la reactancia en un modelo RL simétrico de secuencia tal como se muestra en la figura 21.

Figura 21. Modelo de secuencia RL simétrico



A este modelo RL le acoplamos una fuente tipo 14 trifásica, esto con el fin de completar el equivalente thevenin. Para terminar con el modelo del sistema de potencia se deben colocar los interruptores en cada subestación de acuerdo a como se encuentren en la realidad, al realizar todo el procedimiento anterior tenemos que el modelo del sistema de potencia queda como se muestra en la figura 22.

Figura 22. Modelo del sistema de potencia en ATPDraw



5.4.2 Inserción del modelo de arco

Luego de que se tiene modelado en su totalidad todo el sistema de potencia, pasamos a introducir los elementos correspondientes al modelo de arco, en primera instancia, dado que el modelo de arco es monofásico, y el sistema de potencia esta representado de manera trifásica, se debe colocar un Splitter, el cual descompone la línea trifásica en tres fases, a continuación, se coloca un medidor de corriente, con el fin de sensar la corriente de arco que circula por la falla, posteriormente se coloca una resistencia de estabilización con una valor de 0.001Ω , ahora se coloca un interruptor controlado por una variable TACS, por ultimo se introduce la resistencia no lineal controlada por una variable TACS, la cual estará conectada a tierra, esta conexión se muestra en la figura 23.

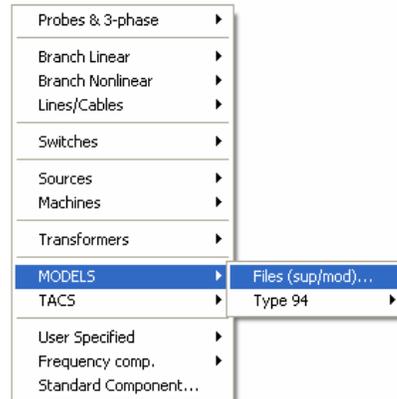
Figura 23. Modelo de arco (circuito eléctrico)



Luego de tener el circuito eléctrico del modelo de arco completo, se pasa al desarrollo de circuito de control del modelo de arco. Para esto se da clic derecho

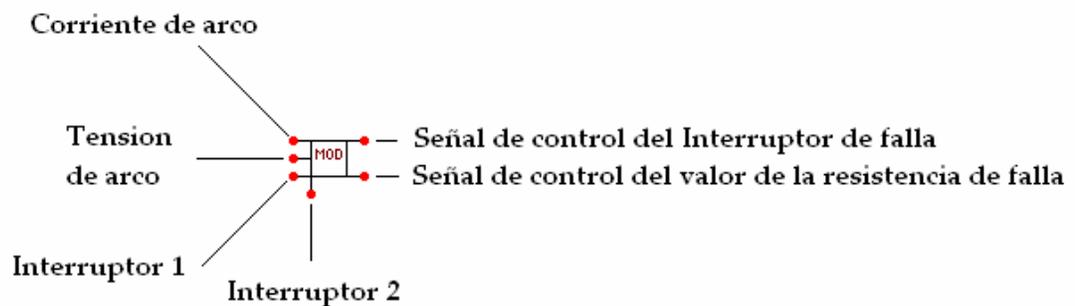
sobre la pantalla, y se selecciona el menú MODELS/Files (sup/mod)... tal como se muestra en la figura 24.

Figura 24. Selección del archivo del modelo de arco



Aquí se selecciona el archivo ARCO_R.sup el cual ha sido incluido en la carpeta Mod del directorio raíz del programa ATP. Entonces aparecerá en la pantalla del programa el siguiente icono.

Figura 25. Icono del modelo de arco



En la figura anterior también se puede observar la función de cada uno de los nodos del elemento creado, por lo tanto se dará una explicación de lo que significa cada nodo.

Corriente de arco (IARCO)

Este nodo será la señal de entrada para la medida de corriente de arco, a este nodo se le dará el nombre del nodo de salida del medidor de corriente que se coloca en el circuito eléctrico de la figura 23.

Tensión de arco (VFALLA)

Este nodo será la señal de entrada de la tensión entre el punto de falla y tierra, a este nodo se dará el nombre del nodo de entrada del medidor de corriente que se muestra en la figura 23, además en el este mismo nodo se debe colocar un medidor de tensión con el fin de que se pueda sensar la tensión presente en ese nodo.

Interruptor 1 (INT1) e Interruptor 2 (INT2)

En estos dos nodos se colocará el nombre del nodo de salida de los interruptores que se van abrir para despejar la falla, es de anotar que dado que el modelo es monofásico, en el nombre del nodo se debe colocar el nombre de la fase en la que sucede la falla.

Señal de control del interruptor de falla (SAL)

Este nodo tendrá el nombre del nodo de control (TACS) del interruptor de falla, con esta señal se abrirá y cerrará el interruptor para definir en que instante hay falla.

Señal de control del valor de la resistencia de falla (RESIST)

Este nodo tendrá el nombre del nodo de control de la resistencia (TACS).

Al dar doble clic sobre el ícono del modelo nos mostrará la siguiente ventana.

Figura 26. Ventana de Características del modelo de arco

DATA	VALUE
TF	0.1
LP	271.9
IP	9000
IS	30

NODE	PHASE	NAME
IARCO	1	IARC
VFALLA	1	NFALLA
INT1	1	LADO1A
INT2	1	LADO2A
RESIST	1	R1
SAL	1	R2

Order: 0 Label:

Comment:

Models

Model file: C:\atp1\Mod\ARCO_R.mod Browse... Use As: ARCO_R Hide Lock

Por medio de la figura anterior podemos notar las características que pueden ser variables dentro del modelo. Estas características son las siguientes:

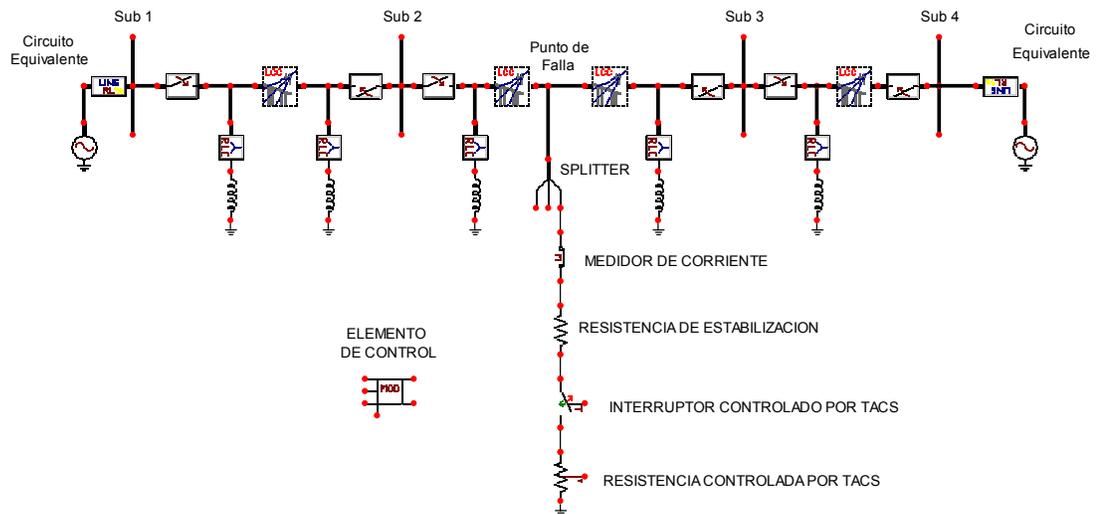
- Tiempo de falla (TF): este es el instante de tiempo en el que se desea que se produzca la falla, el rango de este valor está entre 0 y 2 segundos.
- Longitud Inicial del arco (LP): Esta es la longitud inicial que tiene el arco de falla, la cual como se mencionó anteriormente generalmente se toma como la longitud de la cadena de aisladores en el punto de ocurrencia de la perturbación.
- Corriente de arco primario pico (IP): Esta es la corriente de arco primaria máxima que circula por el arco de falla.
- Corriente de arco secundario pico (IS): Esta es la corriente de arco secundario máxima que circula por el arco de falla para resistencia de falla igual a cero.

En la anterior grafica también se puede ver los nombres de los nodos a los que están conectados los nodos del icono del modelo de arco.

Por último, podemos ver que el recuadro llamado models de la figura anterior, se puede observar que hay que llamar a un archivo de extensión .mod, en esta casilla llamamos al archivo ARCO_R.mod el cual se incluye en el directorio raíz del programa ATPDraw.

Con todos los pasos anteriores completados, se puede comenzar a utilizar el modelo de arco desarrollado. En su conjunto todo el esquema montado se presenta en la siguiente figura.

Figura 27. Esquema completo del modelo de falla de arco

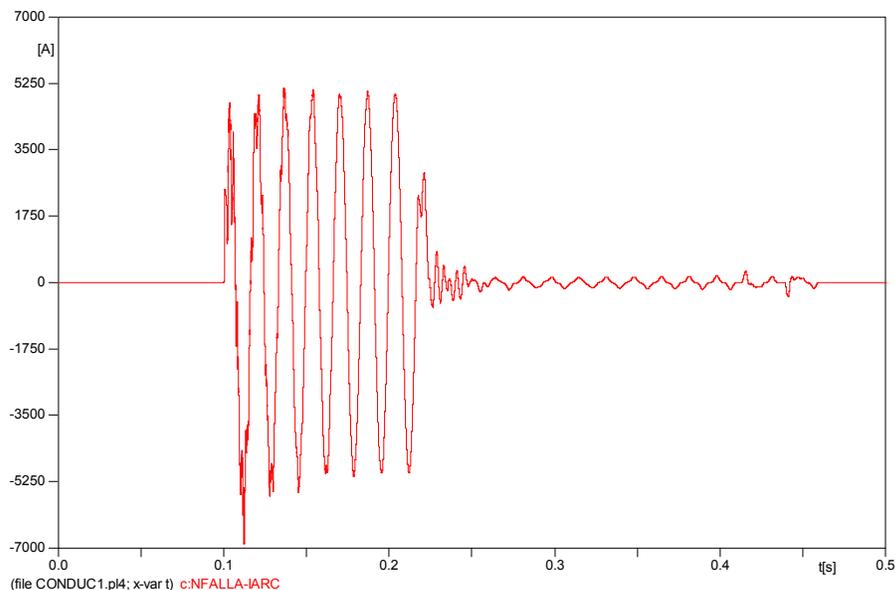


6 RESULTADOS

Para la realización de las pruebas del modelo de arco, se implementó el sistema de potencia que se explicó en el capítulo anterior, utilizando este sistema se pudo verificar que cada una de las variables que intervienen dentro del proceso de la formación del arco se desempeñan satisfactoriamente, de acuerdo a lo esperado.

Dentro de las pruebas realizadas al modelo en primera instancia se verificó como se desempeña el arco primario y confirmar si alcanza los valores de corriente esperados. En la figura 28 se muestra la corriente que circula por la falla, en ella se puede ver que antes de 100 mseg la corriente es cero, lo cual muestra el estado de prefalla, luego aparece la corriente de arco primario que alcanza un valor de 5250 A, para luego en a los 220 mseg aparece la corriente de arco secundario la cual alcanza valores mucho menores que la de arco primario, lo cual es consecuente con la teoría del arco de falla.

Figura 28. Corriente de arco simulada con el modelo desarrollado



De igual manera también se puede corroborar la similitud que existe entre el voltaje de arco entregado por el modelo desarrollado (Figura 29) y una medida de corriente de arco de un sistema de potencia⁷ como se muestra en la figura 30. Entre estas dos graficas (Figuras 29 y 30) se puede observar la similitud existente entre sus ondas, con lo cual podemos comprobar que el modelo esta representando de excelente manera la característica presentada cuando ocurre una falla.

Figura 29. Tensión de arco simulada con el modelo desarrollado

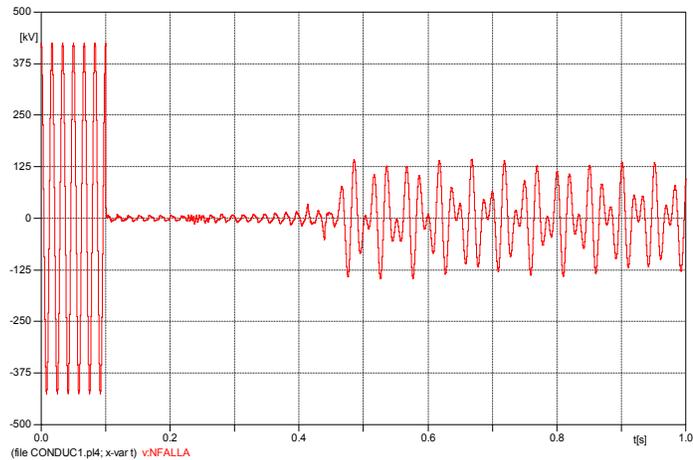
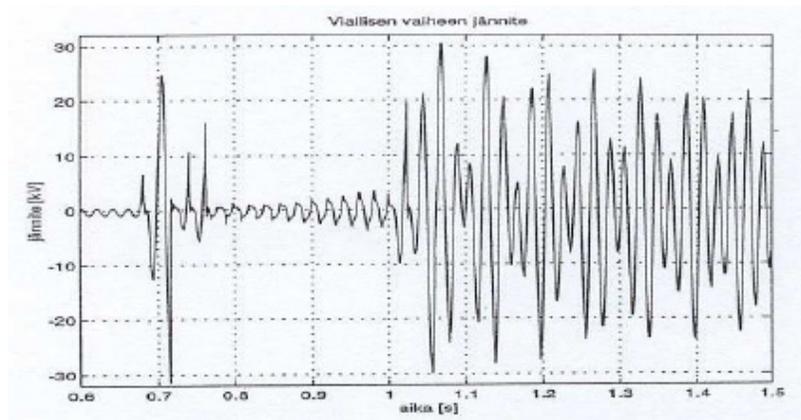


Figura 30. Voltaje de arco medido en un sistema real

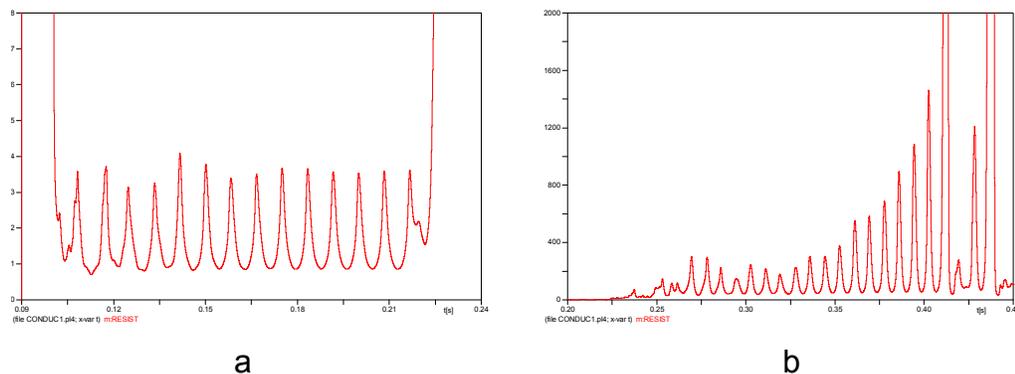


Fuente: Kumpulainen, Lauri, “Distributed Generation and Reclosing Coordination”

⁷ Tomado de: Kumpulainen, Lauri, “Distributed Generation and Reclosing Coordination”

Otro parámetro muy importante que debe ser analizado es el del valor que toma la resistencia de falla durante todo el proceso de simulación. En la figura 31 se muestran dos gráficas, la gráfica 31a es el valor de resistencia para el momento en que ocurre el arco primario, mientras que la gráfica 31b es el valor de resistencia para el arco secundario, en estas dos gráficas se puede observar que los picos en el valor de la resistencia ocurren cuando la corriente cruza por cero, haciendo que cada vez que hay un cruce por cero de la corriente el arco se extinga un poco.

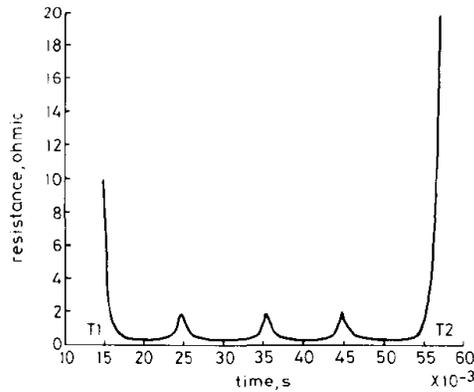
Figura 31. Comportamiento dinámico de la resistencia de arco



La figura 31a puede ser comparada con la figura 32 que es el valor de resistencia obtenido para un estudio de arco secundario⁸. Haciendo una comparación entre las dos gráficas se puede notar que los valores de resistencia son del mismo orden (entre 1 y 4 Ohm).

⁸ A.T. Johns, Improved Techniques for modelling fault arcs on faulted EHV transmission systems

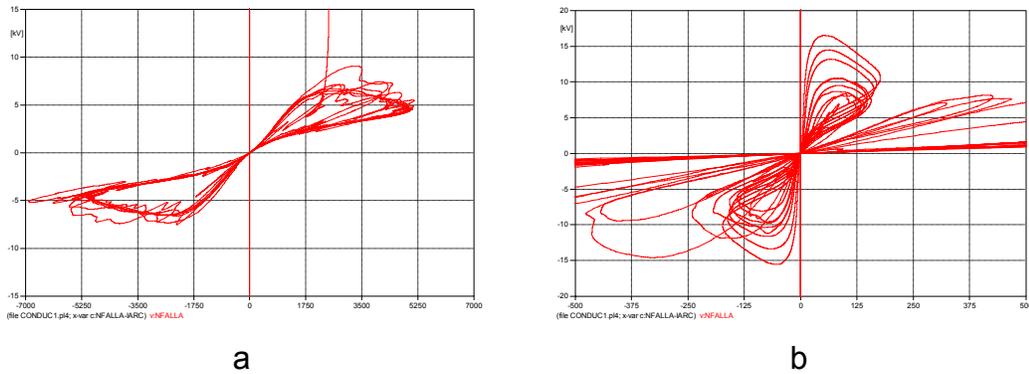
Figura 32. Comportamiento dinámico de la resistencia de arco para un estudio de arco primario



Fuente: A.T. Johns, Improved Techniques for modelling fault arcs on faulted EHV transmisión systems

Por último, se verificó que la característica de histéresis del arco se estuviera cumpliendo en su totalidad. Podemos observar por medio de la figura 33 que el arco presenta la característica de histéresis definida anteriormente para el modelo, en la figura 33a se puede observar la característica de histéresis del arco primario alcanzando valores de corriente máxima de 5225 A, mientras que en la figura 33b se observa la característica de histéresis pero del arco secundario, alcanzando valores de corriente de aproximadamente 140 A.

Figura 33. Ciclograma de Tensión Vs Corriente por medio de la simulación



Dado lo anterior se puede decir que el modelo de arco representa de manera excelente la característica dinámica del arco de falla, ya que los resultados entregados por las simulaciones demuestran la concordancia entre las formas de ondas simuladas con las formas de ondas reales mostradas en estudios de fallas de arco.

7 TECNICAS PARA LA DISMINUCIÓN DE LOS TIEMPOS DE EXTINCIÓN DEL ARCO SECUNDARIO

Dentro del estudio de los esquemas de recierre automático, no puede quedar por fuera el tema de las técnicas que la industria utiliza para que los tiempos de extinción del arco secundario sean lo menor posibles, esto con el fin de que la mayoría de los recierres que se presenten sean exitosos.

Existe un rango en el cual las líneas de transmisión pueden realizar recierres monofásicos sin necesidad de utilizar dispositivos para reducir el tiempo de extinción del arco secundario, este rango se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 4. Rango de longitud de líneas de transmisión para recierres exitosos y dudosos ante fallas monofásicas

Tensión Nominal [kV]	Longitud de la línea en km	
	Rango Exitoso	Rango Incierto
750	0 - 80	80 - 128
500	0 - 96	96 - 160
345	0 - 224	224 - 416
230	0 - 480	480 - 800

Por medio de la anterior tabla se puede decir que para líneas de transmisión a 500 kV la longitud máxima que debe tener esta para realizar un recierre exitoso sin dispositivos externos, es de 96 km y entre 96 y 160 km la línea de transmisión en algunas ocasiones produciría recierres no exitosos. Ahora bien, los elementos unidos a las líneas de transmisión como lo son transformadores y los reactores de compensación conectados en paralelo, pueden provocar que el arco secundario permanezca encendido por un tiempo mayor al esperado, es por esto que se hace necesario a la hora de realizar estudios de esquemas de recierres tomar en cuenta

todos los posibles factores que puedan afectar al sistema y modelarlos de la manera más precisa posible.

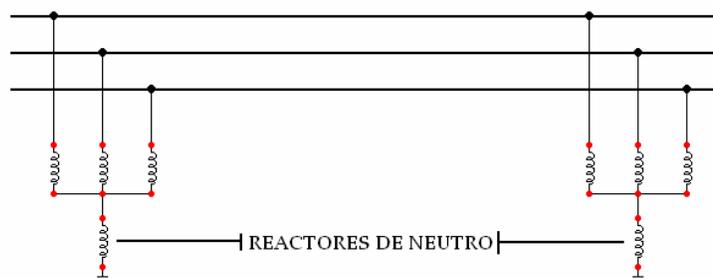
Dado lo anterior en este capítulo se definen diversas técnicas utilizadas en la industria para la disminución de los tiempos de extinción del arco secundario.

Los dos factores más importantes que influyen dentro del proceso de extinción del arco secundario son la corriente de arco y el voltaje de recuperación; es por esto que todos los métodos para la extinción del arco secundario van dirigidos directamente a reducir la magnitud de la corriente del arco secundario. Teniendo esto claro, pasaremos a describir los métodos mas utilizados para extinguir el arco secundario.

7.1 Líneas de transmisión con un banco de cuatro reactores

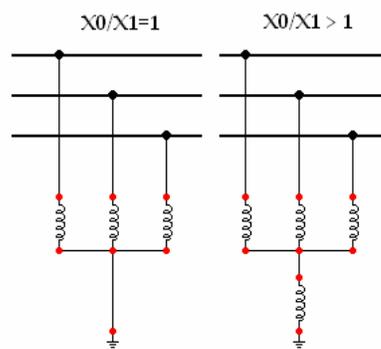
En la mayoría de las líneas de transmisión de extra alta tensión es necesario la utilización de tres reactores a cada lado de la línea con el fin de controlar los niveles de tensión que se presentan debido al acople capacitivo de las líneas, entonces, un cuarto reactor es colocado en el punto neutro de los tres reactores de compensación con el fin de disminuir la corriente arco, esto se muestra en la figura 34.

Figura 34. Esquema de cuatro reactores para la extinción del arco



La explicación del funcionamiento de este método es obtenido por la ASEA⁹ la cual dice que el acoplamiento capacitivo puede ser reducido o totalmente eliminado si las reactancias shunt están proyectadas de tal forma que su reactancia homopolar sea mayor que la reactancia de secuencia positiva. Esto puede conseguirse instalando una reactancia separada entre tierra y el punto neutro de tres reactancias conectadas en Y a una línea, esto se muestra en figura 35.

Figura 35. Esquema de reactancia de compensación sin reactor de neutro y con reactor de neutro



7.1.1 Ventajas y desventajas

Las ventajas que ofrece este esquema que es un diseño comprobado, por lo cual ofrece seguridad y confiabilidad cuando es utilizado.

Por el contrario las desventajas que tiene este método es el alto costo de los elementos necesarios para poder poner en funcionamiento el sistema, además de que el aislamiento de los reactores debe ser muy grande debido al nivel de tensión al que se está trabajando. Además de esto, el sistema presenta problemas en

⁹ Boletín ASEA, Empleo de una reactancia de punto neutro para la reconexión unipolar en líneas de extra alta tensión, 1976 Año 38 Numero 5

líneas paralelas, las cuales están muy cerca y presenten un acoplamiento capacitivo muy alto.

7.2 Esquema de cuatro reactores modificado con suicheo selectivo

Este esquema de extinción del arco secundario es utilizado generalmente en líneas de transmisión que no tengan transposición a lo largo de su longitud y la utilización de un banco de 4 reactores no sea lo suficientemente efectiva para extinguir el arco secundario de manera rápida.

La base del funcionamiento de este sistema radica es el desbalance capacitivo que existe entre las fases de las líneas de transmisión en configuración horizontal, ya que la proporción entre la capacitancia de las fases externas con la fase interna (C_{A-B} o C_{B-C}) con la capacitancia entre las fases externas (C_{A-C}) es de 3.5 a 3.9 veces, por lo cual un banco de 4 reactores no sería suficiente para extinguir el arco secundario ya que se presenta un desbalance capacitivo.

Para poner en funcionamiento el esquema, en primera instancia, se diseña un banco de cuatro reactores con un valor de diseño de C_{A-C} para compensar la capacitancia entre fases, este banco sólo se coloca en uno de los extremos de la línea, en el otro extremo de la línea se coloca el banco de reactores modificado, con el fin de compensar el desbalance capacitivo ($C_{A-B} - C_{A-C}$ o $C_{B-C} - C_{A-C}$).

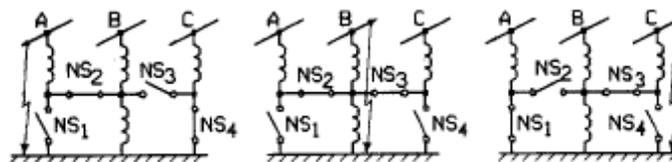
7.2.1 Tipos de esquema de suicheo

Habiendo comprendido como funciona el esquema completo, ahora pasaremos a las dos formas de diseñar el banco de cuatro reactores modificado con suicheo selectivo¹⁰.

7.2.1.1 Esquema de suicheo del punto neutro

En este esquema se utilizan 4 interruptores tal como se muestran en la figura 36, estos interruptores se encuentran normalmente cerrado cuando el sistema se encuentra funcionando normalmente, al momento de ocurrir una falla en alguna de las fases, siempre abrirán dos de los 4 interruptores, y dependiendo de la fase en la que ocurra la falla el sistema de control decidirá que interruptores abrir. Por ejemplo si ocurre una falla en la fase A los interruptores que abrirán serán NS₁ y NS₃ mientras NS₂ y NS₄ permanecerán cerrados, en el caso que sea la fase C en la que ocurra la falla los interruptores que abrirán serán NS₂ y NS₄ mientras que NS₁ y NS₃ permanecerán cerrados, en el caso en que la falla sea en la fase B que es la fase que se encuentra en el centro de la configuración horizontal de la torre, los interruptores que abren son NS₁ y NS₄ mientras que NS₂ y NS₃ permanecerán cerrados. Esto se puede observar en figura 36

Figura 36. Esquema de suicheo del punto neutro



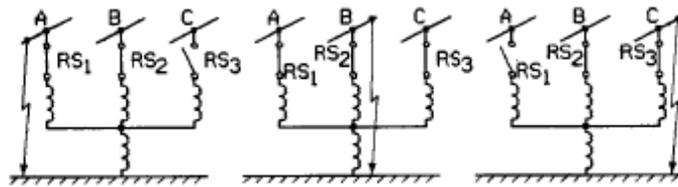
Fuente: Andrichac, J, Single phase tripping and auto reclosing of transmission lines, 1992 IEEE COMMITTE REPORT

¹⁰ Andrichac, J, Single phase tripping and auto reclosing of transmission lines, 1992 IEEE COMMITTE REPORT

7.2.1.2 Esquema de suicheo de los reactores compensación

En este esquema, a diferencia del esquema anterior se utilizan 3 interruptores, de los cuales básicamente operan para fallas monofásicas en las tres fases solo dos interruptores, de igual manera que en el anterior esquema, los interruptores permanecerán cerrado en estado estable del sistema, pero al momento de ocurrir una falla en una de las fases el sistema de control nuevamente decidirá que interruptor abrir con el fin balancear el desbalance capacitivo. El funcionamiento de este sistema se muestra en la figura 37.

Figura 37. Esquema de suicheo de los reactores de compensación



Fuente: Andrichac, J, Single phase tripping and auto reclosing of transmission lines, 1992 IEEE COMMITTE REPORT

Con el anterior esquema se puede notar que al ocurrir una falla en las fases externas de la configuración de la torre (fases A o C) el interruptor que abre es el de la fase opuesta, es decir, si ocurre una falla en la fase A los interruptores de las fases A y B (RS_1 y RS_2) permanecerán cerrados y solo abrirá el interruptor de la fase C (RS_3), en el caso contrario, si la falla ocurre en la fase C los interruptores de las fases B y C (RS_2 y RS_3) permanecerán cerrados y solo abrirá el interruptor de la fase A (RS_1), por ultimo en el caso de que la falla sea en la fase B ninguno de los interruptores abre.

Realizando una comparación entre los dos esquema anteriormente planteados, se puede observar que los dos esquemas presentan el mismo efecto sobre el sistema al momento de ocurrir una falla y solo varían en la forma de funcionamiento,

aunque el segundo sistema es más económico ya que solo necesita tres interruptores para realizar sus maniobras, mientras que el primer esquema necesita 4 interruptores.

7.2.2 Ventajas y desventajas

Este método, al ser una variación del método anterior, posee la ventaja de que es mucho más flexible, debido a la conmutación que se realiza con los interruptores del esquema.

Por el contrario, presenta una desventaja muy notable en comparación al método anterior y es que es mucho más costoso ya que necesita de interruptores para poder aprovechar su flexibilidad, además se vuelve mucho más complejo debido a que los interruptores deben ser controlados con altas velocidades de reacción para que el sistema pueda funcionar eficazmente.

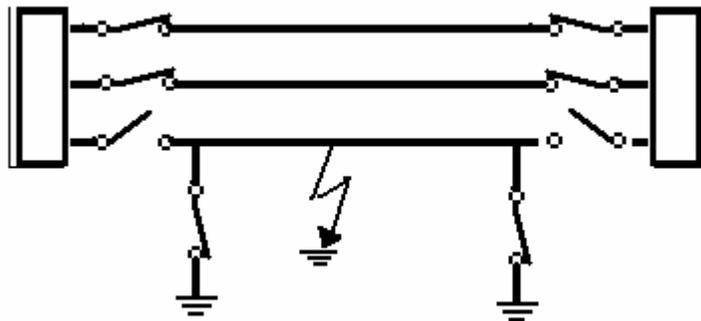
7.3 Esquema de interruptor de alta velocidad a tierra

Este esquema básicamente consiste en colocar a cada lado de la línea de transmisión un juego de tres interruptores de alta velocidad (un interruptor para cada fase) conectados a tierra, con el fin de eliminar la tensión que se produce luego de que la falla es despejada.

Este sistema funciona de la siguiente manera, cuando hay una falla en una fase, esta es despejada por las protecciones principales del sistema, para esto se abren los interruptores de la fase fallada a lado y lado de la línea, luego de que estos interruptores son abiertos, los interruptores de alta velocidad conectados a tierra de la fase fallada son cerrados, produciéndose así la rápida extinción del arco

secundario, esto se puede observar en la figura 38. De forma inversa sucede cuando se va a realizar el recierre automático, primero se abren los interruptores de alta velocidad a tierra y luego se cierran los interruptores principales.

Figura 38. Esquema de interruptor de alta velocidad a tierra



7.3.1 Ventajas y desventajas

La ventaja que presenta este esquema de protección es que no necesita de reactores de neutro, pero por el contrario necesita de 6 interruptores extras para realizar la aplicación lo cual aumenta los costos considerablemente. Además de esto el esquema de protección y control se vuelve mucho más complejo debido a la maniobra de 3 interruptores más a cada lado de la línea.

7.4 Esquema de disparo monofásico híbrido

Este esquema es muy sencillo en cuanto a su funcionamiento. En este esquema cuando ocurre una falla monofásica, la fase en la que ocurre la falla es abierta por los interruptores de la fase en falla a ambos lados de la línea, luego de esto se esperan entre 50 y 60 ciclos para disparar las otras dos fases que aún se encuentran conectadas, esto hace que el arco secundario se extinga

prácticamente de inmediato en caso de que aún no se halla extinguido, luego de la apertura de las dos fases restantes se esperan entre 10 a 15 ciclos más para producir el recierre tripolar. Por medio de este esquema de disparo, se pueden mantener las fases no falladas energizadas durante 50 o 60 ciclos más y esto hace que se puedan reducir las oscilaciones en el sistema de potencia, además de que no se necesitan hardware adicional para poner en marcha el esquema de control.

7.4.1 Ventajas y desventajas

La ventaja que tiene este esquema de protección es la no utilización de elementos adicionales para su puesta en servicio, lo cual se ve representado en la parte económica de la empresa que quiera implementar el sistema, además de la reducción de las oscilaciones del sistema de potencia ante la ocurrencia de perturbaciones.

Las desventajas del método es que este no puede ser utilizado en sistemas de potencia en donde se utilice el recierre monopolar para mantener el sincronismo entre el sistema y una planta de generación remota. Además de esto, se deben evaluar los esfuerzos producido al eje de las plantas térmicas que estén cerca de donde se planea usar este esquema, ya que debido a las múltiples conmutaciones de los interruptores las plantas térmicas pueden sufrir serias averías.

7.5 Otros esquemas para extinguir el arco secundario

Existen dos esquemas de protección que se han propuesto en la industria del transporte de energía, pero estos nunca han sido tomados en cuenta seriamente,

estos son la utilización de una capacitancia en serie y el seccionar una línea de transmisión.

7.5.1 Esquema de capacitor en serie

Este esquema como su nombre lo dice, básicamente se coloca un capacitor en cada fase de la línea de transmisión, aunque se siguen utilizando los reactores. Este esquema proporciona mayor flexibilidad a la hora de diseñar el reactor, pero es un diseño muy complejo el cual nunca ha sido probado en la práctica.

7.5.2 Esquema de seccionar la línea de transmisión

Este esquema plantea colocar en la mitad de la línea un subestación con el fin de disminuir la longitud de la línea que es protegida por el mismo sistema de protección, con lo cual al producirse una falla el acople capacitivo que alimenta el arco secundario es menor, con este esquema se puede eliminar la necesidad de utilizar reactores pero la desventaja es la construcción de una nueva subestación que se deba colocar a la mitad de la línea.

7.6 Análisis del efecto de la utilización de reactores de neutro para la extinción del arco secundario

De todos los métodos que hasta el momento se han explicado para la extinción del arco secundario en los recierres monopolares, el más utilizado en la industria el banco de 4 reactores, tres de compensación y 1 reactor de neutro, para oponerse a la corriente de arco secundario. Por tal motivo en este numeral se analizarán tres casos, los cuales demostrarán las ventajas de utilizar reactores de neutro en

conjunto con los reactores de compensación. Los tres casos que se expondrán son los siguientes:

- Línea sin compensación
- Línea con compensación paralela sin reactor de neutro
- Línea con compensación paralela con reactor de neutro

En los anteriores casos se calculará la tensión de recuperación y la corriente de arco secundario inducido por el efecto capacitivo de las líneas, tomando este efecto como el más relevante dentro del cálculo de estos valores.

7.6.1 Línea sin compensación

Los valores de tensión y corriente que son inducidas por el efecto capacitivo de las líneas de transmisión en la fase desconectada cuando se implementan esquemas de recierre monopolar en una línea sin compensación paralela se calculan por medio de las siguientes expresiones.

$$E_{ind} = E \cdot \frac{C - C_0}{2 \cdot C - C_0} \quad kV$$

$$I_{ind} = \frac{1}{3} \cdot \omega \cdot (C - C_0) \cdot E \quad kA / km$$

Donde E es la tensión entre fase y tierra en kV, C es la capacitancia de secuencia positiva de la línea en F/km, C₀ es la capacitancia de secuencia cero de la línea en F/km y ω es la pulsación, la cual es igual a $2 \cdot \pi \cdot f$

Realizando una sustitución en la ecuación correspondiente a la tensión inducida de $m_0 = (C - C_0)/C$ obtenemos la siguiente expresión.

$$E_{ind} = E \cdot \frac{m_0}{3 - m_0}$$

Donde m_0 puede considerarse como la medida de acoplamiento entre las fases de la línea de transmisión.

Habiendo entendido las ecuaciones que rigen a la tensión y la corriente inducida, si tomamos como ejemplo una línea de transmisión que tiene una tensión entre fase y fase de 400 kV con 3 conductores por fase, 9 metros de distancia entre fases en configuración horizontal y 12 metros de altura de los conductores sobre el suelo, obtenemos los siguientes valores:

$$B = \omega \cdot C \approx 3.96 \mu S / km$$

$$B_0 = \omega \cdot C_0 \approx 2.74 \mu S / km$$

Por lo que

$$m_0 = \frac{3.96 - 2.74}{3.96} = 0.308$$

Aplicando la ecuación de la tensión inducida, con los valores obtenidos tenemos que:

$$E_{ind} = \frac{400}{\sqrt{3}} \cdot \frac{0.308}{3 - 0.308} kV = 26.4 kV$$

Ahora, si se tiene una línea de transmisión de 300 km de longitud, se obtiene:

$$I_{ind} = \frac{1}{3} \cdot (3.96 - 2.74) \cdot 10^{-6} \cdot 300 \cdot \frac{400}{\sqrt{3}} \cdot 10^3 = 28.2 \text{ A}$$

Podemos observar que para el caso en cuestión la tensión de recuperación $E_{ind} = 26.4 \text{ kV}$ y la corriente de de arco secundario $I_{ind} = 28.2 \text{ A}$.

7.6.2 Línea con compensación paralela sin reactor de neutro

En el caso en que la línea de transmisión tenga una compensación en paralelo con reactancia con $X_0 / X_1 = 1$ y el grado de compensación k , B y B_0 disminuirán en la cantidad kB , en la ecuación $E_{ind} = E \cdot \frac{m_0}{3 - m_0}$, m_0 puede ser reemplazado por m , con lo cual tenemos la siguiente expresión.

$$m = \frac{(B - k \cdot B) - (B_0 - k \cdot B)}{B - k \cdot B} = \frac{B - B_0}{(1 - k) \cdot B} = \frac{m_0}{1 - k}$$

$$E_{ind} = E \cdot \frac{m}{3 - m} = E \cdot \frac{m_0}{3 \cdot (1 - k) - m_0}$$

El valor de I_{ind} será el mismo que para el caso anterior, ya que la diferencia entre B y B_0 no cambia.

Ahora bien, como se había encontrado anteriormente $m_0 = 0.308$, y sucede que el denominador de la expresión para E_{ind} se hace cero para un valor de $k = 0.9$ es decir, 90% de compensación, esto lo que muestra es que a este grado de compensación, se presenta una resonancia a la frecuencia fundamental de la red eléctrica, lo cual ocasiona que la tensión inducida crezca infinitamente (Esto

sucedería si el sistema fuera ideal), pero debido a efectos como las pérdidas, saturación de los reactores y el efecto corona esta tensión es amortiguada.

7.6.3 Línea con compensación paralela con reactor de neutro.

Por último, tenemos el sistema cuando es protegido por un reactor de neutro, para lo cual no basamos en la siguiente expresión:

$$E_{ind} = E \cdot \frac{m_0}{3 \cdot (1 - k) - m_0}$$

A partir de la anterior ecuación se deduce que el acoplamiento capacitivo puede ser eliminado completamente si se logra obtener valores de admitancia de secuencia cero y de secuencia positiva para los reactores en paralelo tal que $m = 0$. Esto hace que:

$$\left(\omega \cdot C - \frac{1}{\omega \cdot L} \right) - \left(\omega \cdot C_0 - \frac{1}{\omega \cdot L_0} \right) = 0$$

Donde L es la inductancia de secuencia positiva de la reactancia, L_0 es la inductancia de secuencia cero de la reactancia, C es la capacitancia de total de la línea de secuencia positiva y C_0 es la capacitancia de total de secuencia cero de la línea de transmisión.

Ahora bien, si un reactor de inductancia L_e se conecta entre el punto neutro de un grupo de reactancia colocadas en Y para compensación, en la que de no ser por esta conexión $L_0/L = 1$, la relación entre L_e , L_0 y L es:

$$L_0 = L + 3 \cdot L_e$$

A despejar L_e se tiene:

$$L_e = \frac{1}{3} \cdot (L_0 - L)$$

Dado lo anterior la condición para eliminar el acoplamiento capacitivo se reescribe de la siguiente manera:

$$\frac{L_e}{L} = \frac{1}{3} \cdot \frac{m_0}{k - m_0}$$

Donde k es nuevamente el grado de compensación paralela de secuencia positiva. Teniendo un valor de $m_0 = 0.308$ y $k = 0.7$ se tiene que

$$\frac{L_e}{L} = \frac{1}{3} \cdot \frac{0.308}{0.7 - 0.308} = 0.262$$

En el caso de que se presente una falla monofásica a tierra, la tensión entre los bornes de la reactancia de neutro durante el arco secundario estaría dada por la siguiente expresión:

$$E_{e1} = E \cdot \frac{L_e}{L + 3 \cdot L_e}$$

Después que se extingue por completo el arco secundario la tensión es la siguiente:

$$E_{e2} = E \cdot \frac{L_e}{L + 2 \cdot L_e}$$

Con $\frac{L_e}{L} = 0.262$ y $E = \frac{400}{\sqrt{3}} \text{ kV}$

Se tiene que:

$$E_{e2} = \frac{400}{\sqrt{3}} \cdot \frac{0.262}{1 + 2 \cdot 0.262} = 39.7 \text{ kV}$$

De esta manera se puede ver la diferencia entre el uso y el no uso de reactores de neutro para la extinción del arco y sobre la tensión de recuperación. Además se tiene la forma de calcular el valor óptimo del reactor de neutro para tener un óptimo desempeño.

8 APLICACIONES DEL MODELO DE ARCO

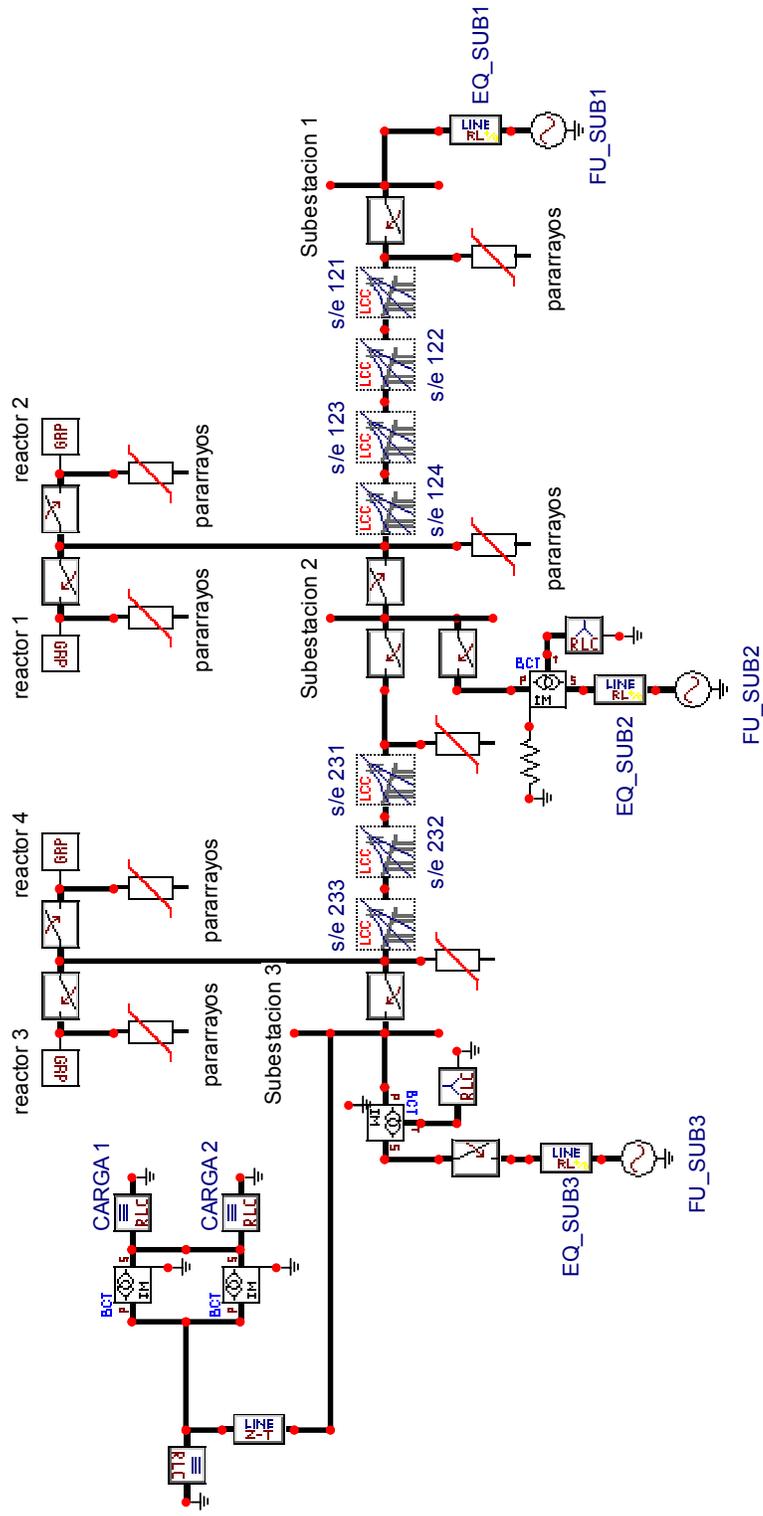
El grado de utilización que puede llegar a tener un modelo de falla de arco se puede apreciar de manera más notoria por medio de las posibles sistemas donde se puede aplicar el modelo desarrollado, es por esta razón que en este capítulo se llevara a cabo la explicación de dos aplicaciones en las cuales el modelo de arco secundario juega un papel fundamental en el análisis de los sistemas puestos a prueba.

8.1 Aplicación: Sobretensiones presentes durante el tiempo muerto del recierre monopolar

8.1.1 Descripción del sistema

En esta aplicación se tienen tres subestaciones, interconectadas por dos líneas de transmisión de un solo circuito a 230 kV, una línea de 177 km y la otra de 247.2 km de longitud, este sistema presenta reactores de compensación de 12 MVar a 230 kV en los puntos indicados en la figura 39, estos reactores son colocados ya que la longitud de la línea es muy larga y debido a que el sistema es un sistema prácticamente radial cuya fuente mas poderosa proviene desde la subestación 1, se presentan sobretensiones al final de la línea, es por esta razón que también solo los reactores son colocados al final de las líneas. Además también se modelaron los pararrayos que son colocados en los bornes de los reactores y cada lado de las líneas de transmisión para recortar las sobretensiones. Las dos líneas de transmisión se modelaron por medio de 7 modelos LCC del ATPDraw.

Figura 39. Modelo del sistema de potencia para la primera aplicación

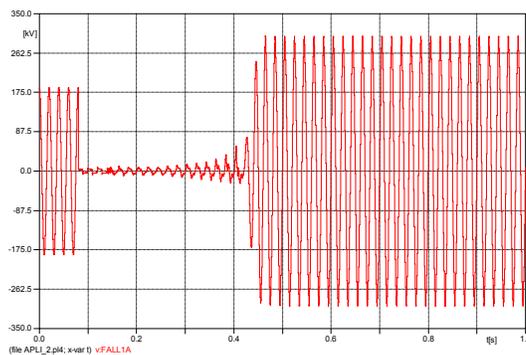


Teniendo claro el modelo ahora se pasará a explicar cual es el problema que se presenta en el sistema por el cual se hace necesario la utilización de un modelo de arco secundario detallado.

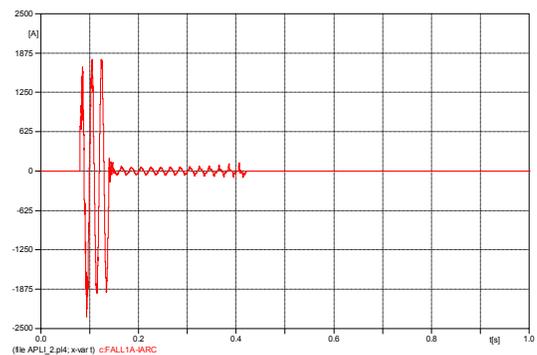
8.1.2 Descripción del problema que se presenta en el sistema

En el sistema de potencia mostrado en la figura 39, se modelo una carga de 58.8 MW a 11 kV, la cual representa una industria que necesita que la calidad de la energía que se le suministre a ella sea de la mas alta, ya que su proceso es muy delicado. Para poder cumplir con todas las peticiones de la industria se hizo necesario la implementación de un esquema de recierre monopolar con el fin de que el suministro de energía sea lo mas constante posible, pero al entrar en operación el sistema de protección monopolar, se presenta una sobre tensión en la fase afectada de la línea cuando el arco secundario se extingue y los interruptores de la fase de la línea aún se encuentran abiertos debido al tiempo muerto del relé de recierre, esto se puede observar en la figura 40.

Figura 40. Sobretensión presentada en la fase en falla luego de la extinción del arco secundario



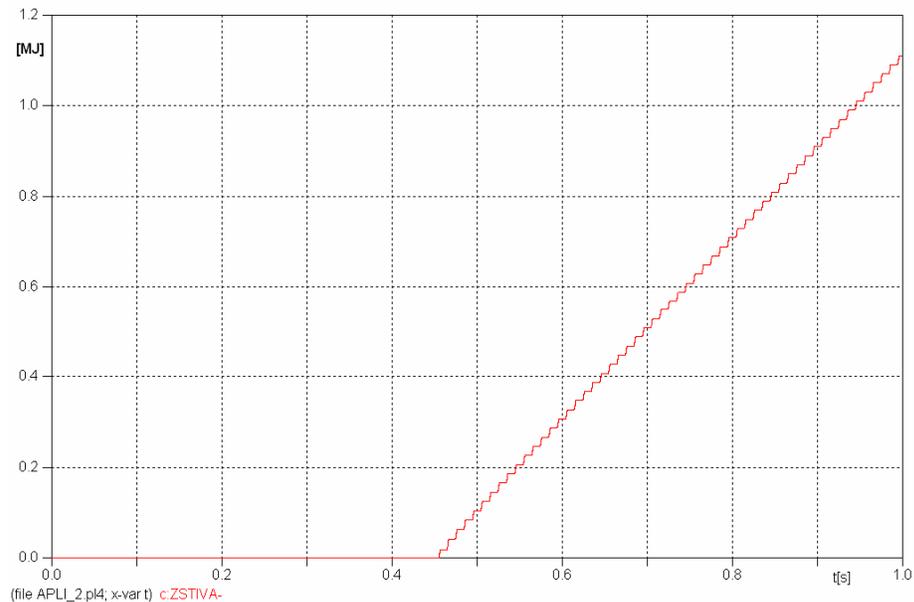
(a) Tensión en el punto de falla



(b) Corriente de falla

Esta sobretensión que se produce durante el tiempo muerto del recierre y luego de haberse extinguido el arco secundario tiene un efecto muy grave en el pararrayos de la subestación 1, dado al producirse la sobretensión el pararrayos recorta la tensión hasta un valor, pero el pararrayos no puede recortar la tensión de forma indefinida, sino solo por un tiempo determinado, tiempo que esta establecido por el consumo de energía del pararrayos, que por lo general, para un pararrayos de 230 kV esta en el orden de 1.5 MJ, esto quiere decir, que si el pararrayos consume mas energía que el valor para el que esta diseñado corre el riesgo de que se pueda dañar. En la figura 41, se puede observar la energía que consume el pararrayos.

Figura 41. Consumo de energía en el pararrayos de la subestación 1



Por medio de la anterior figura como se menciono anteriormente, se puede ver la energía consumida por el pararrayos de la subestación 1, y se puede notar que el consumo de energía es muy alto (Cerca de los 1.1 MJ en 550 mseg), esto quiere decir que en el caso en que las protecciones no funcionen y el sistema se mantenga alimentado en dos fases el pararrayos puede llegar a sufrir daños graves.

Ahora bien, el problema que presenta el sistema radica en los retores de compensación que se instalaron, Los reactores que se instalaron son trifásicos y están embobinados sobre un núcleo de 3 columnas, lo cual crea que al momento de producirse una falla monofásica y al ser despejada por las protecciones del sistema línea con el reactor entren en resonancia, produciéndose la sobretensión que se mostró anteriormente.

8.1.3 Planteamiento de soluciones

Teniendo claro lo expuesto anteriormente se plantearon dos soluciones al problema que se presenta, las cuales son las siguientes:

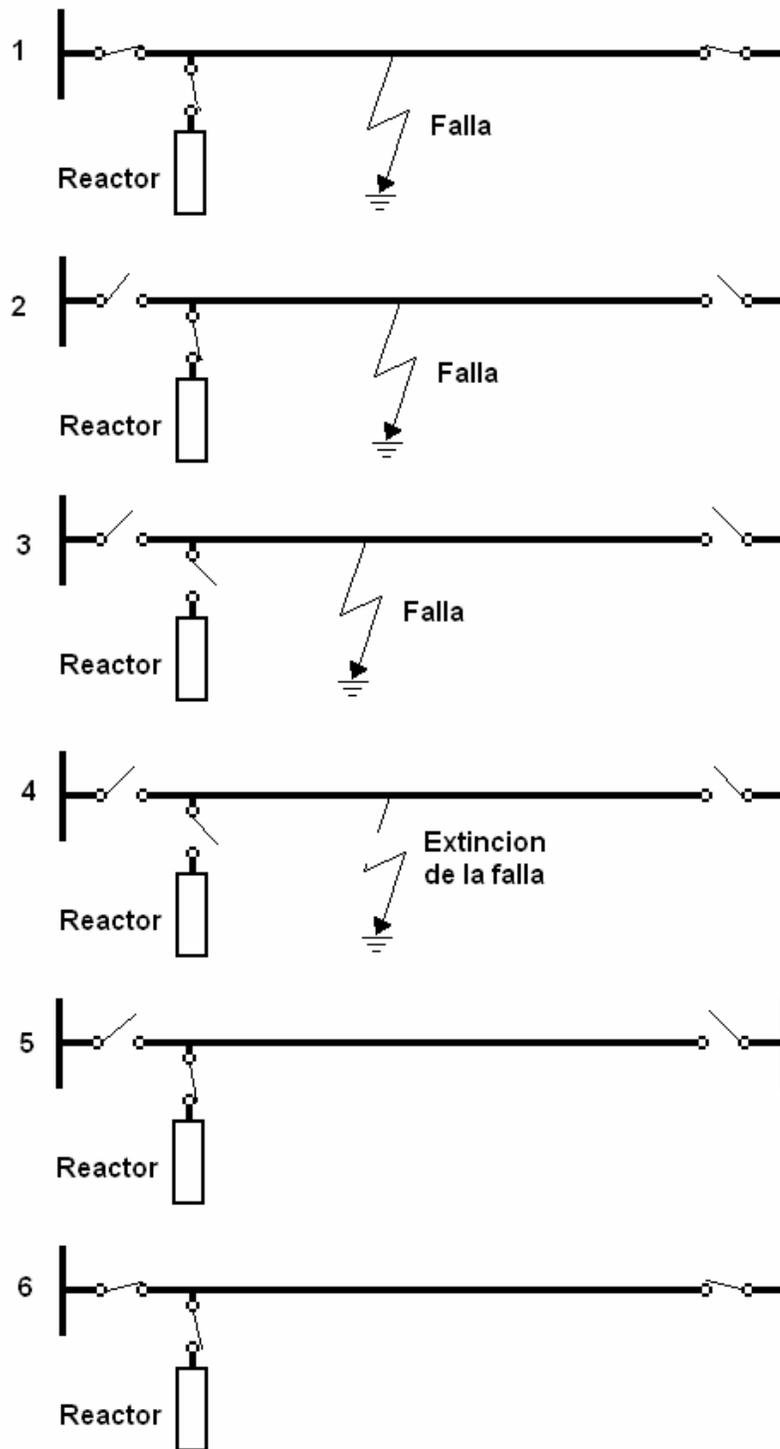
- Implementación de un esquema de recierre monopolar para los reactores de compensación.
- Implementación de reactores de neutro

Las dos soluciones planteadas se explican a continuación con el fin de entender su funcionamiento y determinar cual seria la mejor opción.

8.1.3.1 Implementación de un esquema de recierre monopolar para los reactores de compensación

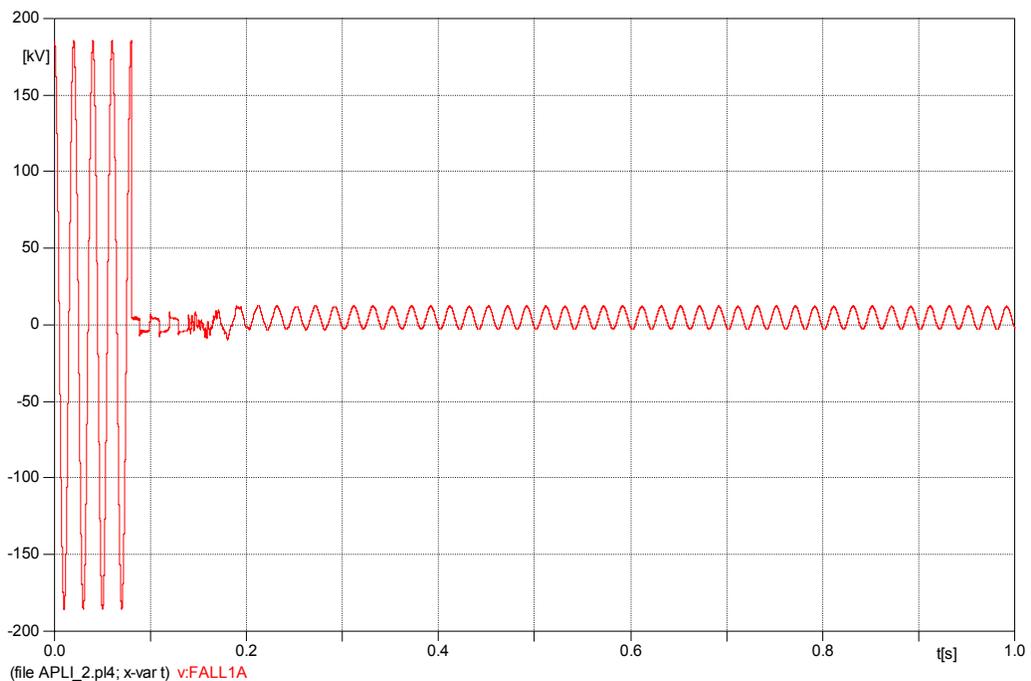
La primera manera planteada para solucionar el problema que se presenta en el sistema planteado, es utilizar un esquema de disparo entre los interruptores de línea y los interruptores de los reactores, el esquema propuesto se explica por medio de la siguiente grafica.

Figura 42. Secuencia de disparo del esquema planteado



El anterior esquema disparo se traduce en lo siguiente, en la primera etapa se muestra solamente la fase en falla con el reactor de compensación que se utiliza, en esta etapa se produce la falla y todos los interruptores se encuentran cerrados, en la segunda etapa, al producirse la falla, esta es detectada por la protecciones de cada lado de la línea, por lo cual los interruptores de línea son abiertos con el fin de despejar la falla, luego pasamos a la tercera etapa, en esta, luego de abrir los interruptores de línea se abre el interruptor del reactor de la fase en falla, en la cuarta etapa todos los interruptores se encuentran abiertos y luego de un tiempo se extingue e arco secundario gracias a que la fuente que mantiene alimentado el arco (el reactor actúa como fuente para alimentar el arco) es aislada, luego de extinguirse la falla el interruptor del reactor se cierra en la etapa 5, para luego en la etapa 6 cerrar los interruptores de línea con el fin de que el sistema presente un recierre exitoso.

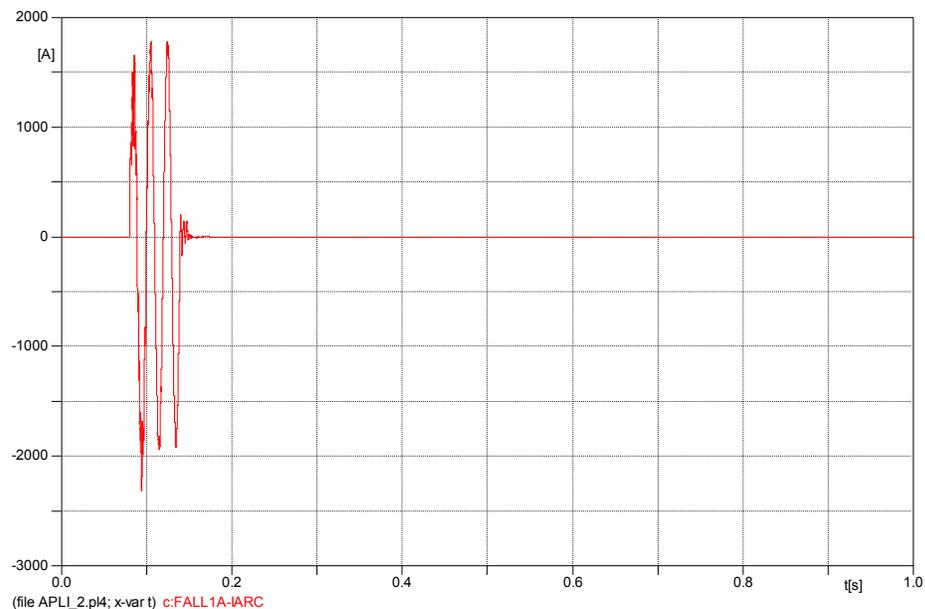
Figura 43. Tensión en el punto de falla empleando esquema de disparo en reactores



Por medio de la anterior figura se puede ver el resultado de implementar un esquema de disparo en los reactores de la fase en falla para solucionar el problema. Como se puede ver la tensión se reduce a valores muy pequeños y seguros luego de que el arco secundario se extingue, esto se debe a que la fuente que alimenta arco es aislada, como se menciono en el párrafo anterior, y además esto hace que el sistema no entre en resonancia.

Otro aspecto muy importante que cabe resaltar, es que el tiempo de extinción del arco secundario es muy peque, del orden de las decenas de milisegundos, los cual aumenta la probabilidad de obtener un recierre exitoso ante falla monopolar. Lo anteriormente dicho se puede observar en la siguiente grafica, donde se muestra la corriente de arco durante toda la simulación.

Figura 44. Corriente de arco empleando esquema de disparo en reactores



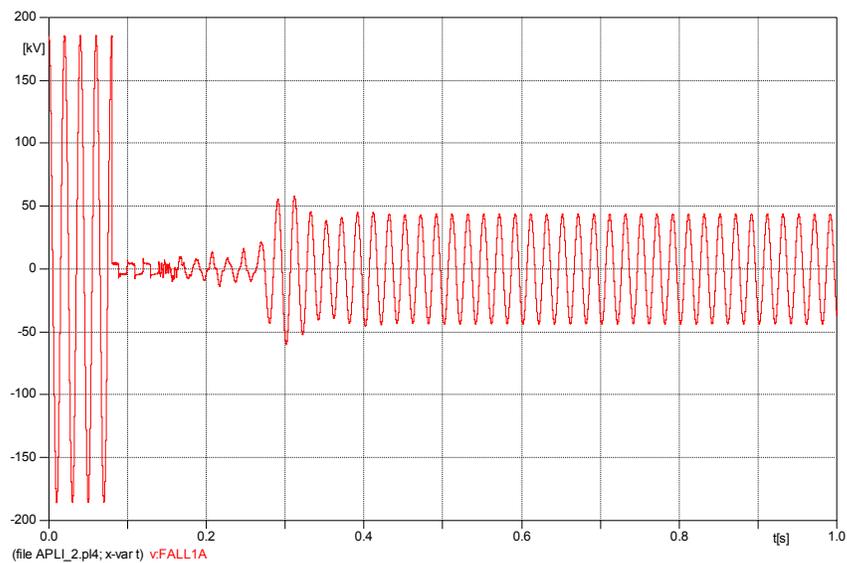
8.1.3.2 Implementación de reactores de neutro

La segunda manera planteada para dar solución al problema de la sobretensión es agregar un reactor de neutro con el fin de poder desviar el punto de resonancia que tiene el sistema cuando se presenta una falla monofásica.

Al realizar pruebas en el sistema planteado agregándole reactores de neutro de 900Ω al punto neutro de la conexión en estrella formada por los tres reactores de compensación, se encontraron los siguientes resultados:

Como se puede observar en la siguiente figura, la sobretensión que se presentaba en el sistema luego de la extinción del arco secundario se ha eliminado y ahora el sistema se comporta de la manera normal, esto se debe a que el sistema no entra en resonancia a la frecuencia fundamental cuando el sistema esta en falla gracias a los reactores de neutro instalados, además se puede observar por medio de la figura 46, que el consumo de energía del pararrayo esta dentro de los limites, gracias a que no se presenta el efecto de la sobretensión.

Figura 45. Tensión en el punto de la falla empleando reactor de neutro



También se puede concluir que por medio de la utilización del reactor de neutro se pudo reducir el tiempo de extinción del arco secundario, esto se puede comprobar haciendo una comparación entre las graficas 40b y la 47, ya que en la primera se muestra la corriente de arco secundario y se puede ver que el tiempo de extinción del arco secundario es de aproximadamente de 300 mseg, mientras que la segunda figura se observa que el tiempo de extinción del arco secundario es de aproximadamente 120 mseg, lo cual es preferible gracias a que entre menos dure en extinguirse el arco secundario la probabilidad de recierres monopolaes exitosos será mayor.

Figura 46. Consumo de energía del pararrayos, con el sistema operando con reactores de neutro

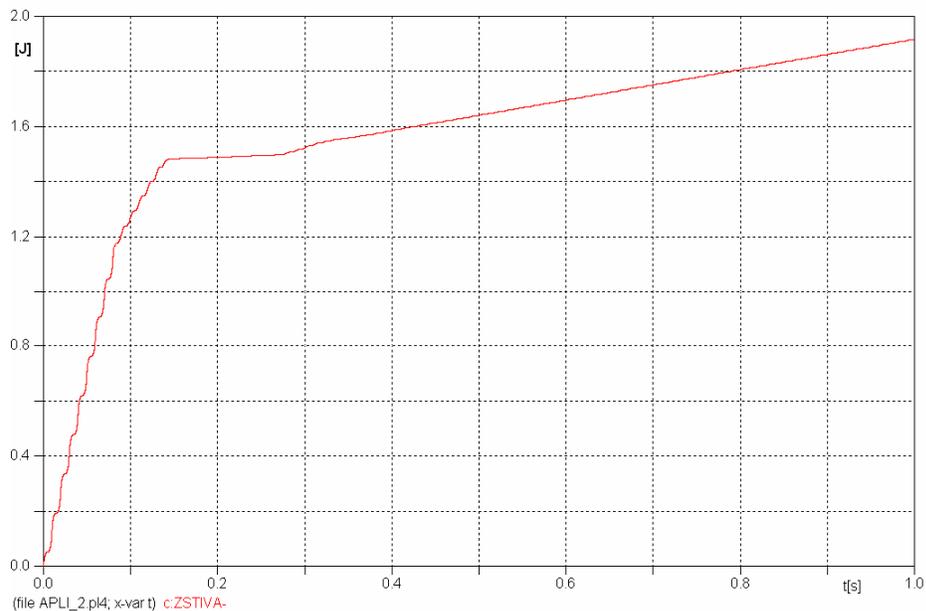
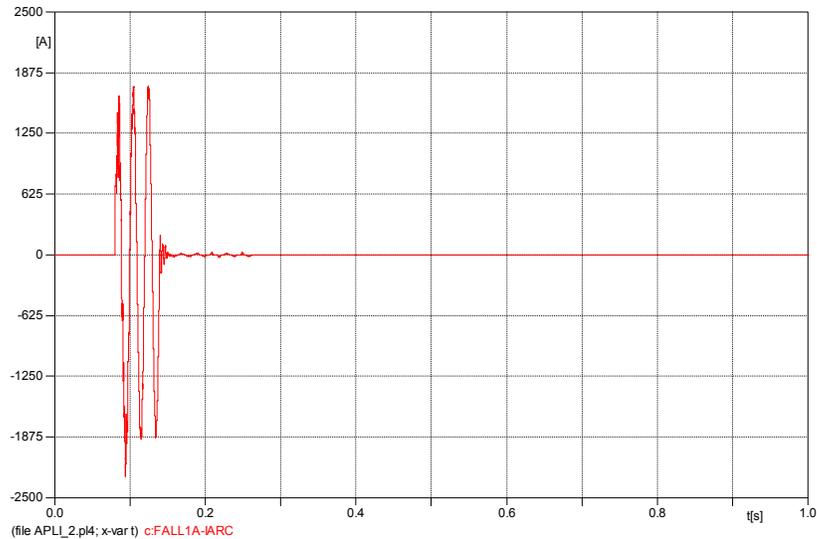


Figura 47. Corriente de arco con el sistema operando con reactores de neutro



8.1.4 Ventajas y desventajas de las soluciones propuestas

Analizando las dos opciones anteriormente planteadas para la solución del problema, muy convenientes ver los pros y los contras de cada uno de los métodos.

La principal ventaja del primer método es su economía, dado que para la implementación del mismo no se necesitaría ningún elemento adicional para la puesta en marcha del sistema ya que solamente se necesitaría modificar el software para que este puede realizar las acciones planteadas anteriormente con el fin de lograr los objetivos, además de esto resulta muy rápido implementar el sistema.

Por el otro lado la ventaja del segundo método se basa en que luego de instalado el sistema prácticamente sería a prueba de fallos del software ya que de esta

manera no se tendría que modificar el esquema de recierre monopolar, ya que el sistema dependería del reactor de neutro.

En cuanto a las desventajas del primer método, se encuentra el hecho de que habría que realizar mas pruebas para verificar en que momento se debe realizar el recierre de los reactores con el fin de que no se afecte sistema y que efectos tendría la apertura de este reactor en el sistema. Además de esto, el esquema dependería del software que aun no se ha probado.

En cuanto al segundo método, su principal desventaja radica en el factor económico, ya que el costo de un reactor de neutro, en conjunto con la mano de obra para su instalación y accesorios esta alrededor de los 250.000 dólares, lo cual es mucho dinero.

Ambos métodos presentan ventajas y desventajas, aunque los dos métodos podrían resolver el problema a cabalidad.

8.2 Aplicación: Pruebas de tiempo de extinción de arco secundario para líneas de 500 kV

8.2.1 Descripción del sistema

Para la implementación de la siguiente aplicación se modelo en ATPDraw un sistema de potencia el cual esta compuesto por 4 subestaciones de 500 kV, estas subestaciones están interconectadas entre si por medio de 6 líneas de transmisión a 500 kV, las líneas de transmisión están modeladas por medio de modelos LCC incluido en ATPDraw, además se modelo las transposiciones de las líneas de transmisión, en las subestaciones 1, 2 y 4 se modelaron circuitos equivalentes

para representar el resto del sistema el cual no es de interés, además en todas las subestaciones se modelaron los transformadores que interconectan este sistema con el sistema a 230 kV, estos transformadores están modelados dentro de una librería la cual se encuentra en el anexo 4. En el modelo desarrollado en ATPDraw también se encuentran modelados los reactores de compensación a cada lado de la línea de transmisión y los reactores de neutro correspondientes. Lo descrito anteriormente se muestra en la figura 48.

8.2.2 Utilización del modelo de arco para el análisis del sistema planteado

Cuando se intenta implementar un esquema de recierre monopolar en el sistema planteado anteriormente con el fin de dar la máxima continuidad en el servicio, es vital implementar un modelo detallado de arco secundario para poder observar los tiempos de recierre monopolar que se obtendrían para fallas en diversos puntos del sistema, con la finalidad de asegurar que los recierres tengan una alta probabilidad de recerrar de manera exitosa.

Por tal motivo al esquema planteado se le aplicaron fallas utilizando el modelo de arco desarrollado en diversos puntos del mismo, se realizaron 6 fallas monofásicas, una en cada línea de transmisión para revisar si los reactores de neutro cumplen con su cometido de extinguir el arco secundario en el menor tiempo posible. Cabe anotar que para una línea de transmisión en Colombia, el tiempo muerto al cual se ajustan los relés de recierres oscila entre los 600 y 800 mseg.

Figura 48. Modelo del sistema de potencia de la segunda aplicación

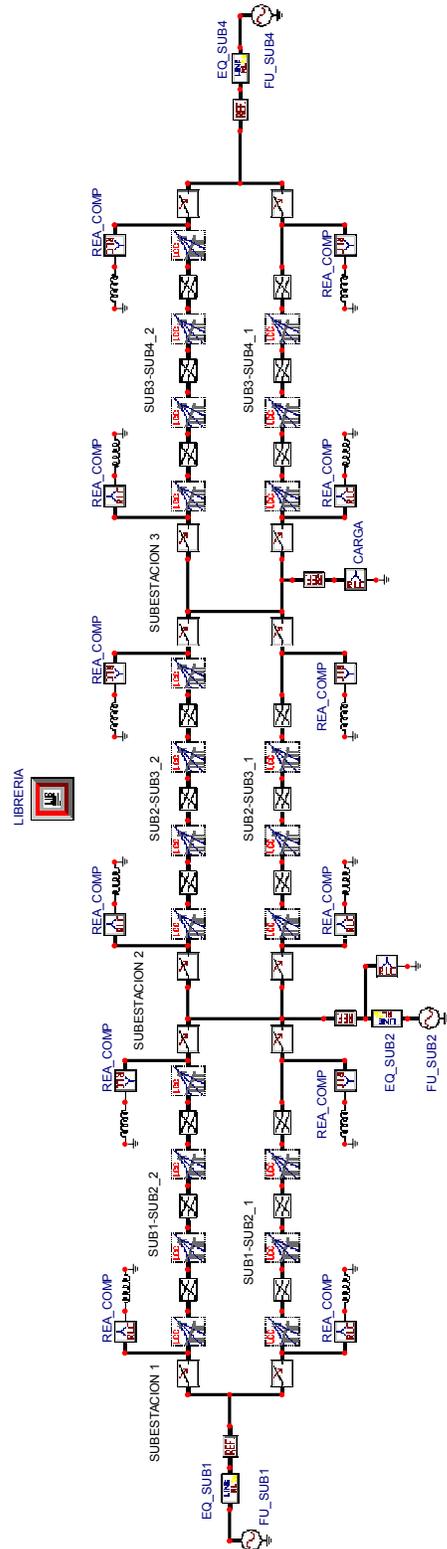
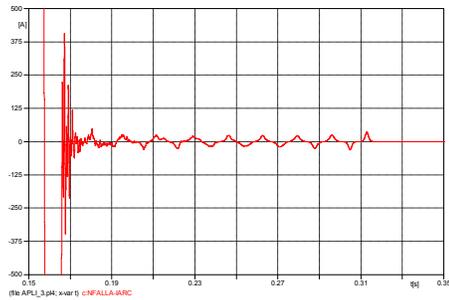
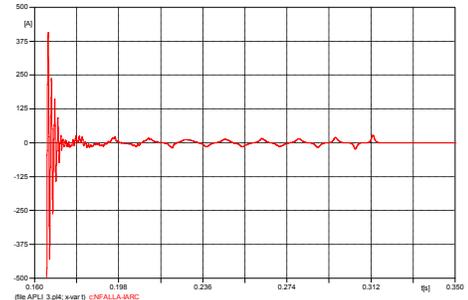


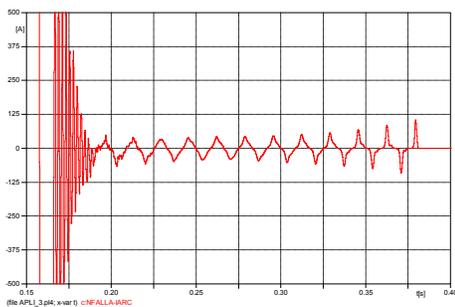
Figura 49. Tiempos de extinción del arco secundario para fallas monofásicas en cada línea



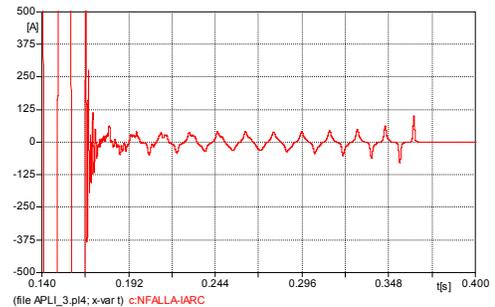
a



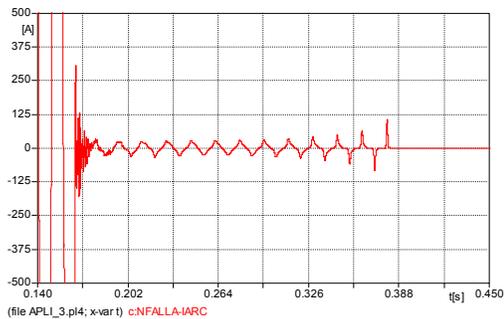
b



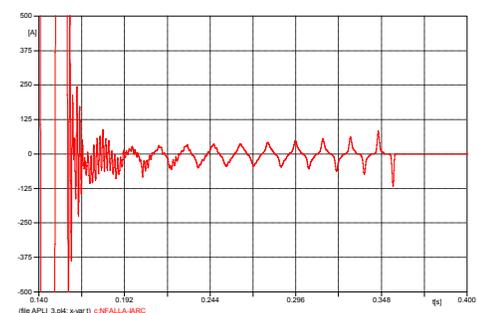
c



d



e



f

nota: (a) corriente falla en línea 1 entre S/E 1 y S/E 2
 (b) corriente falla en línea 1 entre S/E 2 y S/E 3
 (c) corriente falla en línea 1 entre S/E 3 y S/E 4
 (d) corriente falla en línea 2 entre S/E 1 y S/E 2
 (e) corriente falla en línea 2 entre S/E 2 y S/E 3
 (f) corriente falla en línea 2 entre S/E 3 y S/E 4

De acuerdo con las grafica mostrada en anteriormente, se pudo obtener la siguiente tabla.

Tabla 5. Tiempos de extinción del arco secundario para fallas monofásicas sobre el SEP

Ubicación de la falla	Tiempo de extinción del arco secundario
Línea 1 entre S/E 1 y S/E 2	120
Línea 1 entre S/E 2 y S/E 3	140
Línea 1 entre S/E 3 y S/E 4	190
Línea 2 entre S/E 1 y S/E 2	200
Línea 2 entre S/E 2 y S/E 3	220
Línea 2 entre S/E 3 y S/E 4	190

Por medio de la anterior tabla podemos observar que los tiempos de extinción del arco secundario para el sistema planteado se encuentran dentro de los limites, ya que los tiempos de extinción no superan los 220 mseg, con lo cual se puede concluir que los elementos utilizados para reducir los tiempos de extinción del arco secundario son ideales.

Por lo visto anteriormente con las dos aplicaciones sencillas para la utilización del modelo de arco, se puede ver la importancia que tiene la realización de una investigación acerca de las fallas que se producen en los sistemas eléctricos de potencia y además de las formas en que podemos modelarlas por medio de herramientas de simulación digital como lo es el programa ATPDraw.

CONCLUSIONES

En el presente trabajo se ha detallado la metodología para el desarrollo de un modelo de falla de arco para la realización de estudios de esquemas de recierres automáticos, para esto se realizó un análisis de todas las variables que pueden incidir sobre la extinción del arco de falla, esto con el fin de representar el arco de falla de la forma más real posible, de igual manera se presentó el desarrollo del modelo de la falla el cual consta de 4 etapas, donde en la primera la falla aun no ha comenzado, luego pasa a la segunda etapa y empieza el arco primario, el cual es uno de los parámetros que influye sobre la extinción del arco secundario, pasado el arco primario pasamos a la tercera etapa que es el arco secundario, esta etapa comienza a partir de la apertura de los dos interruptores de la fase fallada en la línea de transmisión, este etapa es la mas importante del proceso del modelo, ya que la razón de realizar un modelo de arco es para ver el comportamiento del arco secundario y el tiempo que este demora en extinguirse. Por ultimo, luego de extinguirse el arco secundario se pasa a la apertura de la falla, con lo cual finaliza el proceso de falla.

Cabe resaltar dentro del presente trabajo la excelente reproducción que hace el modelo de la característica de histéresis del fenómeno de arco, tal como se muestra en la figura 33, en la que se puede ver como la tensión y corriente se encuentra dentro de los limites enunciados en la teoría, así como el perfecto seguimiento que tiene las líneas de la simulación con las presentadas en la grafica 30.

A partir de los resultados obtenidos se sugiere un excelente desempeño del modelo en su capacidad para representar las características propias de un arco de

falla real, esto hace que esta herramienta pueda ser utilizada para la realización de estudios muy detallados sobre el proceso de extinción del arco secundario, así como también para estudios de recierres monopolares en los cuales una herramienta de este tipo sería muy útil para determinar con precisión los tiempos muertos a los que tienen que ser ajustados los relés de protección para generar la señal de recierre del interruptor de la línea de transmisión.

Dentro del proceso de utilización del modelo de arco en aplicaciones reales visto en el capítulo 8, el modelo se comportó de una manera muy coherente de acuerdo a cada uno de los dos sistemas que se plantearon, esto también muestra que el modelo tiene un buen desempeño.

Dentro del proceso de investigación a largo plazo, lo que seguiría para este proyecto sería la implementación de este modelo de arco en otros programas, con el fin de que este modelo pueda ser genérico para todos los programas de estudios de transitorios electromagnéticos. Con la realización de esto se espera que el modelo pueda ser utilizado por cualquier persona en el mundo para la realización de estudios.

Por otro lado, es también muy importante que se sigan investigando más a fondo los diversos factores que afectan el fenómeno del arco eléctrico, con el fin de poder representar las diversas características del modelo de una manera mucho más real que la forma como actualmente se está representando.

BIBLIOGRAFIA

A.I. Megahed, H. M. Jabr. "Arc characteristics and a single pole auto reclosure scheme for Alexandria HV transmission system", International Conference on Power Systems Transients - IPST 2003

Andrichac, J, Single phase tripping and auto reclosing of transmission lines, 1992
IEEE COMMITTE REPORT

ANJO, K., TERASE, H., and KAWAGUCHI, Y.: 'Self-extinction of arcs created in long air gaps', Elec. Eng. Jpn., 1968,88, pp. 83-93

A.T. Johns, Improved Techniques for modelling fault arcs on faulted EHV transmisión systems, IEE Proc. Gener. Transm. Distrib., Vol 141, N°2, Marzo 1994

Bianchi, Raul. "ATP para inexpertos. IITREE, Universidad Nacional de la Plata

Boletín ASEA, Empleo de una reactancia de punto neutro para la reconexión unipolar en líneas de extra alta tensión, 1976 Año 38 Numero 5

BROWNE, T.E.: 'The electric arc as a circuit element', J. Electrochem. Soc., 1955, 102, pp. 27-37

CALDRON, Jhon. Estudio del recierre monopolar ISA 500 kV, Medellín, Colombia, 1992

CORIA CISNEROS, Lino. "Modelado y Operación en líneas de transmisión". ITM-DIE. 1999.

Danyek M., Handl P. "Improving the reliability of experimental data about secondary arc duration" Budapest University of Technology and Economics

GEC Measurements. Protective relays application guide, Capitulo 14, Liverpool 1975, p.245

GIMENEZ, Walter. Modelizacion de interruptores eléctricos de potencia. Universidad Politécnica de Cataluña, septiembre 1999

GOLDBERG, Saul. A computer model of de secondary arc in single phase operation of transmission lines. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol 4, N° 1, 1989

J. Esztergalyos-Chairman. "Sigle phase tripping and auto reclosing of transmiión lines" Transactions on Power Delivery, Vol. 7 No. 1, Enero 1992.

KUMPULAINEN, Lauri. Distributed generation and reclosing coordination. Finlandia.

Manual de MODELS para ATP, "USER GUIDE TO MODELS IN ATP", 1996

RAMIREZ, Carlos. Introducción a los reles de proteccion. Material de apoyo para el curso sobre protecciones eléctricas, Medellín 1998

RAMIREZ, Carlos. "Subestaciones de alta y extra alta tensión" Segunda edición. Mejia y Villegas S.A. 2004

Sistema de informacion virtual PARATEC de XM (Compañía de Expertos en Mercados)

<http://sv02.xm.com.co/ParatecInt/Paginas/parametros.asp?Var=NOTICIAS>

S. P. Ahn. "The investigation for adaptation of high speed grounding switches on the Korean 765 kV single transmission line", International Conference on Power Systems Transients - IPST 2005

S. R. Atmuri, R. S. Thallam. "Neutral reactors on shunt compensated EHV lines", IEEE 1994

STROM, A.P.: 'Long 60-cycle arcs in air', Trans. Am. Inst. Elec. Eng., 1946, 65, pp. 113-117

VIVAS, José. Metodología probabilística para el análisis del arco secundario en sistemas de Transmisión. Caracas, Venezuela.

ANEXOS

ANEXO A. Modelo de falla de arco desarrollado en ATP

```

MODEL ARCO_R
comment *****
*      Modelo de arco secundario en EMTP      *
*      MODELO DE CONDUCTANCIA                 *
*      *                                       *
*      *                                       *
*      *                                       *
***** endcomment
INPUT  IARCO  -- Corriente de arco
        VFALLA
        INT1
        INT2
DATA   TF      -- Tiempo en el que ocurre la falla
        LP      -- Longitud inicial del arco secundario
        IP      -- Corriente de arco primario para R = 0
        IS      -- CORRIENTE DE ARCO SECUNDARIO PARA R = 0
VAR    GP
        GS
        TP
        TS
        CONDUCTANCIA
        RESIST
        VP
        VS
        PASO
        PASO1
        TR
        H
        LS
        IZERO
        IZER1
        CER
        RAMP
        CRUCE
        BVR
        TE
        PAS
        VSOP
        TEANTE
        VFAL
        SAL
        VR1
        RSTRAM
        CERANT
        SALANT
        VDISPA
OUTPUT RESIST
        SAL
INIT   TR:=0
        GP:=0
        TP:=0.0000285*IP/LP
        CONDUCTANCIA:=1.0e-10
        LS:=LP
        VP:=15
        BVR:=0
        CER:=0
        RAMP:=0
        CRUCE:=0
        TE:=0
        PAS:=0
        TEANTE:=0
        VSOP:=0
        SAL:=0
        VR1:=0
        CERANT:=0
        RSTRAM:=0
        VDISPA:=0
        SALANT:=0
ENDINIT
EXEC
H:=NOT(INT1) AND NOT(INT2)
IF t>=TF THEN
    IZERO:=ABS(IARCO)*100/IS

```

```

IZER1:=TRUNC(IZERO)
IF IZER1=0 THEN
  CER:=1
ELSE
  CER:=0
ENDIF
RSTRAM:=CER AND NOT(CERANT)
CERANT:=CER
IF H=0 THEN
  SAL:=1
  GP:=ABS(IARCO)/(VP*LP)
  PASO:=GP/TP
  DIFFEQ((1/TP)|D0+1|D1)|CONDUCTANCIA:=PASO
  TR:=0
  TE:=0
ELSIF H=1 THEN
  IF RSTRAM=0 THEN
    RAMP:=RAMP+timestep
  ELSE
    RAMP:=0
    CRUCE:=CRUCE+1
  ENDIF
  IF CRUCE>0 THEN
    BVR:=1
  ELSE
    BVR:=0
  ENDIF
  TR:=TR+timestep
  IF TR<=0.1 THEN
    LS:=LP
  ELSIF TR>0.1 THEN
    LS:=10*TR*LP
  ENDIF
  VS:=75*IS**(-0.4)
  GS:=ABS(IARCO)/(VS*LS)
  TS:=(2.51e-3)*(IS**1.4)/(LS)
  PASO1:=GS/TS
  DIFFEQ((1/TS)|D0+1|D1)|CONDUCTANCIA:=PASO1
  PAS:=TR-TEANTE
  IF CER=1 THEN
    TE:=TE+PAS
  ENDIF
  TEANTE:=TE
  VSOP:=(5+1620*TE/(2.15+IS/sqrt(2)))*RAMP*LS*BVR*1000
  VFAL:=ABS(VFALLA)
  VR1:=VSOP-VFAL
  IF VR1<=0 THEN
    VDISPA:=1
  ELSE
    VDISPA:=0
  ENDIF
  SAL:=(NOT(SALANT) AND VDISPA)OR(SALANT AND NOT(CER))
  SALANT:=SAL
ENDIF
ENDIF
RESIST:=1/CONDUCTANCIA
ENDEXEC
ENDMODEL

```

ANEXO B. Código en lenguaje fortran del sistema de potencia de prueba del modelo de falla

```

BEGIN NEW DATA CASE
C -----
C Generated by ATPDRAW  Abril, Jueves 12, 2007
C A Bonneville Power Administration program
C Programmed by H. K. Høidalen at SEFAS - NORWAY 1994-2003
C -----
$DUMMY, XYZ000
C dt >> Tmax >> Xopt >> Copt >
  1.E-5      1.2      60.
  500        1        1        1        1        0        0        1        0

MODELS
/MODELS
INPUT
MM0001 {i(IARC)}
MM0002 {v(NFALLA)}
MM0003 {switch(LADO1A)}
MM0004 {switch(LADO2A)}
OUTPUT
R1
R2
MODEL ARCO_R
comment *****
*      Modelo de arco secundario en EMTP      *
*      MODELO DE CONDUCTANCIA                 *
*                                              *
*                                              *
*                                              *
***** endcomment
INPUT  IARC  -- Corriente de arco
      VFALLA
      INT1
      INT2
DATA  TF      -- Tiempo en el que ocurre la falla
      LP      -- Longitud inicial del arco secundario
      IP      -- Corriente de arco primario para R = 0
      IS      -- CORRIENTE DE ARCO SECUNDARIO PARA R = 0
VAR   GP
      GS
      TP
      TS
      CONDUCTANCIA
      RESIST
      VP
      VS
      PASO
      PASO1
      TR
      H
      LS
      IZERO
      IZER1
      CER
      RAMP
      CRUCE
      BVR
      TE
      PAS
      VSOP
      TEANTE
      VFAL
      SAL
      VR1
      RSTRAM
      CERANT
      SALANT
      VDISPA
OUTPUT RESIST
      SAL
INIT  TR:=0

```

```

GP:=0
TP:=0.0000285*IP/LP
CONDUCTANCIA:=1.0e-10
LS:=LP
VP:=15
BVR:=0
CER:=0
RAMP:=0
CRUCE:=0
TE:=0
PAS:=0
TEANTE:=0
VSOP:=0
SAL:=0
VR1:=0
CERANT:=0
RSTRAM:=0
VDISPA:=0
SALANT:=0
ENDINIT
EXEC
H:=NOT(INT1) AND NOT(INT2)
IF t>=TF THEN
  IZERO:=ABS(IARCO)*100/IS
  IZER1:=TRUNC(IZERO)
  IF IZER1=0 THEN
    CER:=1
  ELSE
    CER:=0
  ENDIF
  RSTRAM:=CER AND NOT(CERANT)
  CERANT:=CER
  IF H=0 THEN
    SAL:=1
    GP:=ABS(IARCO)/(VP*LP)
    PASO:=GP/TP
    DIFFEQ((1/TP)|D0+1|D1)|CONDUCTANCIA:=PASO
    TR:=0
    TE:=0
  ELSIF H=1 THEN
    IF RSTRAM=0 THEN
      RAMP:=RAMP+timestep
    ELSE
      RAMP:=0
      CRUCE:=CRUCE+1
    ENDIF
    IF CRUCE>0 THEN
      BVR:=1
    ELSE
      BVR:=0
    ENDIF
    TR:=TR+timestep
    IF TR<=0.1 THEN
      LS:=LP
    ELSIF TR>0.1 THEN
      LS:=10*TR*LP
    ENDIF
    VS:=75*IS**(-0.4)
    GS:=ABS(IARCO)/(VS*LS)
    TS:=(2.51e-3)*(IS**1.4)/(LS)
    PASO1:=GS/TS
    DIFFEQ((1/TS)|D0+1|D1)|CONDUCTANCIA:=PASO1
    PAS:=TR-TEANTE
    IF CER=1 THEN
      TE:=TE+PAS
    ENDIF
    TEANTE:=TE
    VSOP:=(5+1620*TE/(2.15+IS/sqrt(2)))*RAMP*LS*BVR*1000
    VFAL:=ABS(VFALLA)
    VR1:=VSOP-VFAL
    IF VR1<=0 THEN
      VDISPA:=1
    ELSE
      VDISPA:=0
    ENDIF
    SAL:=(NOT(SALANT) AND VDISPA) OR (SALANT AND NOT(CER))
    SALANT:=SAL
  ENDIF

```

```

ENDIF
ENDIF
RESIST:=1/CONDUCTANCIA
ENDEXEC
ENDMODEL
USE ARCO_R AS ARCO_R
INPUT
IARCO:= MM0001
VFALLA:= MM0002
INT1:= MM0003
INT2:= MM0004
DATA
TF:= 0.1
LP:= 271.9
IP:= 9.E3
IS:= 30.
OUTPUT
R1:=RESIST
R2:=SAL
ENDUSE
RECORD
ARCO_R.SAL AS SAL
ARCO_R.RAMP AS RAMP
ENDMODELS
C 1 2 3 4 5 6 7 8
C 34567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890
/BRANCH
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R >< L >< C >
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R >< A >< B ><Leng><><0
91 xx0087TACS R1 0
xx0017IARC .001 0
51X0026ALADO2A .67355 15.30322
52X0026BLADO2B 1.0705 26.28769
53X0026CLADO2C
x0101AXX0030 1.2976.2 0
x0101BXX0030 1.2976.2 0
x0101CXX0030 1.2976.2 0
xx0030 3600. 0
x0021AXX0034 1.2976.2 0
x0021BXX0034 1.2976.2 0
x0021CXX0034 1.2976.2 0
51X0035ALADO1A .7 17.
52X0035BLADO1B 2. 22.
53X0035CLADO1C
xx0034 3600. 0
LADO4AXX0041 1.4166.7 0
LADO4BXX0041 1.4166.7 0
LADO4CXX0041 1.4166.7 0
xx0041 1500. 0
LADO3AXX0045 1.4166.7 0
LADO3BXX0045 1.4166.7 0
LADO3CXX0045 1.4166.7 0
xx0045 1500. 0
X0024AXX0049 1.2976.2 0
X0024BXX0049 1.2976.2 0
X0024CXX0049 1.2976.2 0
xx0049 22400. 0
$INCLUDE, C:\atp1\LCC\LIN_SC~1.LIB, X0101A, X0101B, X0101C, X0021A, X0021B $$
, X0021C
$INCLUDE, C:\atp1\LCC\LIN_CE~1.LIB, LADO4A, LADO4B, LADO4C, NFALLA, NFALLB $$
, NFALLC
$INCLUDE, C:\atp1\LCC\LIN_CH~1.LIB, X0024A, X0024B, X0024C, X0125A, X0125B $$
, X0125C
$INCLUDE, C:\atp1\LCC\LIN_CE~2.LIB, NFALLA, NFALLB, NFALLC, LADO3A, LADO3B $$
, LADO3C
/SWITCH
C < n 1>< n 2>< Tclose ><Top/Tde >< Ie ><vf/CLOP >< type >
NFALLAIARC MEASURING 1
LADO2AX0101A -1. .21 0
LADO2BX0101B -1. 5. 0
LADO2CX0101C -1. 5. 0
LADO1AX0125A -1. .22 0
LADO1BX0125B -1. 5. 0
LADO1CX0125C -1. 5. 0
X0024ALADO3A -1. 5. 0
X0024BLADO3B -1. 5. 0
X0024CLADO3C -1. 5. 0

```

```

X0021ALADO4A      -1.      5.      0
X0021BLADO4B      -1.      5.      0
X0021CLADO4C      -1.      5.      0
13xx0017xx0087                                R2      0
/SOURCE
C < n 1><>< Ampl. >< Freq. ><Phase/T0>< A1 >< T1 >< TSTART >< TSTOP >
14X0026A 0      4.08E5      60.      -120.      -1.      2.
14X0026B 0      4.08E5      60.      -120.      -1.      2.
14X0026C 0      4.08E5      60.      120.      -1.      2.
14X0035A 0      4.07E5      60.      3.      -1.      2.
14X0035B 0      4.07E5      60.      -117.      -1.      2.
14X0035C 0      4.07E5      60.      123.      -1.      2.
/OUTPUT
NFALLANFALLA
BLANK MODELS
BLANK BRANCH
BLANK SWITCH
BLANK SOURCE
BLANK OUTPUT
BLANK PLOT
BEGIN NEW DATA CASE
BLANK

```

ANEXO C. Código en lenguaje fortran del sistema de potencia de la primera aplicación

```

BEGIN NEW DATA CASE
C -----
C Generated by ATPDRAW  Abril, Jueves 12, 2007
C A Bonneville Power Administration program
C Programmed by H. K. Høidalen at SEFAS - NORWAY 1994-2003
C -----
$DUMMY, XYZ000
C dt >< Tmax >< Xopt >< Copt >
  2.05E-5      .5      50.
    500        1        0        0        1        0        0        1        0
C 34567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890
/BRANCH
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R >< L >< C >
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R >< A >< B ><Leng><><>0
$VINTAGE, 1,
  1X0219A          144276.42879969
  USE AR
  1PUNTWAX0219A    3.8439881938574   .3888149996693
  2X0219A          -12.19455789031     0.0
  67.537130833572 .08728500011357
  3TERC1ATERC1B    5.1600366367366     0.0
  -62.5056637534  0.0
  80.739186765552 .13330215
$VINTAGE, -1,
  USE OLD
$VINTAGE, 1,
  1X0219B          144276.42879969
  USE AR
  1PUNTWBX0219B    3.8439881938574   .3888149996693
  2X0219B          -12.19455789031     0.0
  67.537130833572 .08728500011357
  3TERC1BTERC1C    5.1600366367366     0.0
  -62.5056637534  0.0
  80.739186765552 .13330215
$VINTAGE, -1,
  USE OLD
$VINTAGE, 1,
  1X0219C          144276.42879969
  USE AR
  1PUNTWCX0219C    3.8439881938574   .3888149996693
  2X0219C          -12.19455789031     0.0
  67.537130833572 .08728500011357
  3TERC1CTERC1A    5.1600366367366     0.0
  -62.5056637534  0.0
  80.739186765552 .13330215
$VINTAGE, -1,
  USE OLD
51X0315AX0025A    6.8125      24.7788
52X0315BX0025B    8.2486      39.1183
53X0315CX0025C
51X0029AX0028A    4.8089      23.0762
52X0029BX0028B    7.2653      39.5681
53X0029CX0028C
$VINTAGE, 1,
  1X0029AXX0047    144276.42879969
  USE AR
  1SUCR2AX0029A    3.8439881938574   .3888149996693
  2X0029AXX0047    -12.19455789031     0.0
  67.537130833572 .08728500011357
  3TERC2ATERC2B    5.1600366367366     0.0
  -62.5056637534  0.0
  80.739186765552 .13330215
$VINTAGE, -1,
  USE OLD
$VINTAGE, 1,
  1X0029BXX0047    144276.42879969
  USE AR
  1SUCR2BX0029B    3.8439881938574   .3888149996693

```

2X0029BXX0047	-12.19455789031	0.0	
	67.537130833572	.08728500011357	
3TERC2BTERC2C	5.1600366367366	0.0	
	-62.5056637534	0.0	
	80.739186765552	.13330215	
\$VINTAGE, -1,			
USE OLD			
\$VINTAGE, 1,			
1X0029CXX0047	144276.42879969		
USE AR			
1SUCR2CX0029C	3.8439881938574	.3888149996693	
2X0029CXX0047	-12.19455789031	0.0	
	67.537130833572	.08728500011357	
3TERC2CTERC2A	5.1600366367366	0.0	
	-62.5056637534	0.0	
	80.739186765552	.13330215	
\$VINTAGE, -1,			
USE OLD			
TERC1A	.003		0
TERC1B	.003		0
TERC1C	.003		0
XX0047	.001		0
TERC2A	.003		0
TERC2B	.003		0
TERC2C	.003		0
X0055AX0066A	.001		0
X0055BX0066B	.001		0
X0055CX0066C	.001		0
XX0067	.001		0
XX0227	.001		0
X0071A	1.E7		0
X0071B	1.E7		0
X0071C	1.E7		0
\$VINTAGE, 1,			
1X0001AXX0227	.604571035757E7		
2X0001BXX0227	0.0		
	.604571035757E7		
3X0001CXX0227	0.0		
	0.0		
	.604571035757E7		
USE AR			
1X0001AXX0227	.15678277208212	1.8368055579454	
2X0071AXX0067	-.0712648863592	0.0	
	.07126488635918	1.8368055579454	
3X0001BXX0227	.04988548120708	0.0	
	0.0	0.0	
	.15678277208212	1.8368055579454	
4X0071BXX0067	0.0	0.0	
	0.0	0.0	
	-.0712648863592	0.0	
	.07126488635918	1.8368055579454	
5X0001CXX0227	.04988548120708	0.0	
	0.0	0.0	
	.04988548120708	0.0	
	0.0	0.0	
	.15678277208212	1.8368055579454	
6X0071CXX0067	0.0	0.0	
	0.0	0.0	
	0.0	0.0	
	0.0	0.0	
	-.0712648863592	0.0	
	.07126488635918	1.8368055579454	
\$VINTAGE, -1,			
USE OLD			
C Saturación de reactores banco de 12 Mvar, 230 kv			
98xx0079xx0080	21.3597.77		0
	21.3	597.765	
	74.1240033	1040.11113	
	294.397224	1494.41255	
	9999		
C Saturación de reactores banco de 12 Mvar, 230 kv			
98xx0081xx0080	21.3597.77		0
	21.3	597.765	
	74.1240033	1040.11113	
	294.397224	1494.41255	
	9999		
C Saturación de reactores banco de 12 Mvar, 230 kv			

98xx0083xx0080	21.3597.77		0
21.3	597.765		
74.1240033	1040.11113		
294.397224	1494.41255		
9999			
-1X0251APUNTWA	.294	1.32.00617	172. 0 0
-2X0251BPUNTWB	.0565.40691.00899	172. 0 0	0
-3X0251CPUNTWC			0
C REACTOR DE 15 MVAR			
X0251A	.0013526.7		0
X0251B	.0013526.7		0
X0251C	.0013526.7		0
XX0081X0001C	4.E3		0
XX0079X0001B	4.E3		0
XX0083X0001A	4.E3		0
XX0080	.001		1
51X0191AX0102A	9.4945	56.856	
52X0191BX0102B	5.2105	54.2784	
53X0191CX0102C			
XX0112	.001		0
XX0113	.001		0
X0261A	1.E7		0
X0261B	1.E7		0
X0261C	1.E7		0
REA1A X0005A	.001		0
REA1B X0005B	.001		0
REA1C X0005C	.001		0
\$VINTAGE, 1,			
1X0005AXX0113	.604571035757E7		
2X0005BXX0113	0.0		
	.604571035757E7		
3X0005CXX0113	0.0		
	0.0		
	.604571035757E7		
USE AR			
1X0005AXX0113	.15678277208212	1.8368055579454	
2X0261AXX0112	-.0712648863592	0.0	
	.07126488635918	1.8368055579454	
3X0005BXX0113	.04988548120708	0.0	
	0.0	0.0	
	.15678277208212	1.8368055579454	
4X0261BXX0112	0.0	0.0	
	0.0	0.0	
	-.0712648863592	0.0	
	.07126488635918	1.8368055579454	
5X0005CXX0113	.04988548120708	0.0	
	0.0	0.0	
	.04988548120708	0.0	
	0.0	0.0	
	.15678277208212	1.8368055579454	
6X0261CXX0112	0.0	0.0	
	0.0	0.0	
	0.0	0.0	
	0.0	0.0	
	-.0712648863592	0.0	
	.07126488635918	1.8368055579454	
\$VINTAGE, -1,			
USE OLD			
C Saturación de reactores banco de 12 Mvar, 230 kv			
98XX0125NEUTW	21.3597.77		0
21.3	597.765		
74.1240033	1040.11113		
294.397224	1494.41255		
9999			
C Saturación de reactores banco de 12 Mvar, 230 kv			
98XX0127NEUTW	21.3597.77		0
21.3	597.765		
74.1240033	1040.11113		
294.397224	1494.41255		
9999			
C Saturación de reactores banco de 12 Mvar, 230 kv			
98XX0129NEUTW	21.3597.77		0
21.3	597.765		
74.1240033	1040.11113		
294.397224	1494.41255		
9999			
XX0127X0005A	4.E3		0

XX0125X0005B	4.E3		0
XX0129X0005C	4.E3		0
X0105ACORA	.001		0
X0105BCORB	.001		0
X0105CCORC	.001		0
XX0139	.001		0
XX0279	.001		0
X0143A	1.E7		0
X0143B	1.E7		0
X0143C	1.E7		0
\$VINTAGE, 1,			
1X0009AXX0279	.604571035757E7		
2X0009BXX0279	0.0		
	.604571035757E7		
3X0009CXX0279	0.0		
	0.0		
	.604571035757E7		
USE AR			
1X0009AXX0279	.15678277208212	1.8368055579454	
2X0143AXX0139	-.0712648863592	0.0	
	.07126488635918	1.8368055579454	
3X0009BXX0279	.04988548120708	0.0	
	0.0	0.0	
	.15678277208212	1.8368055579454	
4X0143BXX0139	0.0	0.0	
	0.0	0.0	
	-.0712648863592	0.0	
	.07126488635918	1.8368055579454	
5X0009CXX0279	.04988548120708	0.0	
	0.0	0.0	
	.04988548120708	0.0	
	0.0	0.0	
	.15678277208212	1.8368055579454	
6X0143CXX0139	0.0	0.0	
	0.0	0.0	
	0.0	0.0	
	0.0	0.0	
	-.0712648863592	0.0	
	.07126488635918	1.8368055579454	
\$VINTAGE, -1,			
USE OLD			
C Saturación de reactores banco de 12 Mvar, 230 kv			
98XX0151XX0152	21.3597.77		0
	21.3	597.765	
	74.1240033	1040.11113	
	294.397224	1494.41255	
	9999		
C Saturación de reactores banco de 12 Mvar, 230 kv			
98XX0153XX0152	21.3597.77		0
	21.3	597.765	
	74.1240033	1040.11113	
	294.397224	1494.41255	
	9999		
C Saturación de reactores banco de 12 Mvar, 230 kv			
98XX0155XX0152	21.3597.77		0
	21.3	597.765	
	74.1240033	1040.11113	
	294.397224	1494.41255	
	9999		
XX0153X0009C	4.E3		0
XX0151X0009B	4.E3		0
XX0155X0009A	4.E3		0
NEUTW	.001		0
XX0152	.001		1
C CONDENSADORES: 3*12.5 MVA			
X0174A	.001	.01	0
X0174B	.001	.01	0
X0174C	.001	.01	0
\$VINTAGE, 1,			
1X0174A	2951.2857635223		
USE AR			
1X0251AX0251C	1.8440597605446	2.1302013422819	
2X0174A	-66.78374504915	0.0	
	2419.3020773161	.00162416107327	
\$VINTAGE, -1,			
USE OLD			
\$VINTAGE, 1,			

```

1X0174B                2951.2857635223
USE AR
1X0251BX0251A         1.8440597605446 2.1302013422819
2X0174B                -66.78374504915 0.0
2419.3020773161 .00162416107327

$VINTAGE, -1,
USE OLD
$VINTAGE, 1,
1X0174C                2951.2857635223
USE AR
1X0251CX0251B         1.8440597605446 2.1302013422819
2X0174C                -66.78374504915 0.0
2419.3020773161 .00162416107327

$VINTAGE, -1,
USE OLD
$VINTAGE, 1,
1X0174A                2951.2857635223
USE AR
1X0251AX0251C         1.8440597605446 2.1302013422819
2X0174A                -66.78374504915 0.0
2419.3020773161 .00162416107327

$VINTAGE, -1,
USE OLD
$VINTAGE, 1,
1X0174B                2951.2857635223
USE AR
1X0251BX0251A         1.8440597605446 2.1302013422819
2X0174B                -66.78374504915 0.0
2419.3020773161 .00162416107327

$VINTAGE, -1,
USE OLD
$VINTAGE, 1,
1X0174C                2951.2857635223
USE AR
1X0251CX0251B         1.8440597605446 2.1302013422819
2X0174C                -66.78374504915 0.0
2419.3020773161 .00162416107327

$VINTAGE, -1,
USE OLD
C CARGA 58.8MW Y 28.52 MVAR A 11KV
X0174A                1.5 .4
X0174B                1.5 .4
X0174C                1.5 .4
$INCLUDE, C:\atpl\LCC\SucSant3.lib, SRSTA#, SRSTB#, SRSTC#, FALL1A, FALL1B $$
, FALL1C
$INCLUDE, C:\atpl\LCC\PuSu2a.lib, PFALWA, PFALWB, PFALWC, X0024A, X0024B $$
, X0024C
$INCLUDE, C:\atpl\usp\libzno.lib, PUSUCA, PUSUCB, PUSUCC,4
$INCLUDE, C:\atpl\usp\libzno.lib, X0209A, X0209B, X0209C,4
$INCLUDE, C:\atpl\LCC\PuSu3a.lib, X0024A, X0024B, X0024C, X0209A, X0209B $$
, X0209C
$INCLUDE, C:\atpl\usp\libzno.lib, SRSTA#, SRSTB#, SRSTC#,4
$INCLUDE, C:\atpl\usp\libzno.lib, STSUCA, STSUCB, STSUCC,4
$INCLUDE, C:\atpl\LCC\PuSu1a.lib, PUSUCA, PUSUCB, PUSUCC, PFALWA, PFALWB $$
, PFALWC
$INCLUDE, C:\atpl\LCC\SucSant2.lib, FALL4A, FALL4B, FALL4C, STSUCA, STSUCB $$
, STSUCC
$INCLUDE, C:\atpl\usp\libzno.lib, X0055A, X0055B, X0055C,4
$INCLUDE, C:\atpl\LCC\SucSant1.lib, FALL1A, FALL1B, FALL1C, X0100A, X0100B $$
, X0100C
$INCLUDE, C:\atpl\usp\libzno.lib, REA1A#, REA1B#, REA1C#,4
$INCLUDE, C:\atpl\usp\libzno.lib, X0105A, X0105B, X0105C,4
$INCLUDE, C:\atpl\LCC\SucSant4.lib, X0100A, X0100B, X0100C, FALL4A, FALL4B $$
, FALL4C
/SWITCH
C < n 1><< n 2><< Tclose ><Top/Tde >< Ie ><vf/CLOP >< type >
SWSCRAX0209A          -1. 10. 0
SWSCRBX0209B          -1. 10. 0
SWSCRXC0209C          -1. 10. 0
X0191ASTSUCA          -1. .135 0
X0191BSTSUCB          -1. 5. 0
X0191CSTSUCC          -1. 5. 0
SWSCRASRSTA           -1. .13 0
SWSCRBSRSTB           -1. 10. 0
SWSCRCSRSTC           -1. 10. 0
PUSUCAPUNTWA          -1. 10. 0
PUSUCBPUNTWB          -1. 10. 0

```

PUSUCCPUNTWC	-1.	10.							0
SWSCRASUCR2A	-1.	10.							0
SWSCRBSUCR2B	-1.	10.							0
SWSCRCSUCR2C	-1.	10.							0
PUSUCAX0055A	-1.	.135							0
PUSUCBX0055B	-1.	5.							0
PUSUCXC0055C	-1.	5.							0
X0066AX0001A						MEASURING			1
X0066BX0001B						MEASURING			1
X0066CX0001C						MEASURING			1
SRSTA REA1A	-1.	.15							0
SRSTB REA1B	-1.	5.							0
SRSTC REA1C	-1.	5.							0
SRSTA X0105A	-1.	.135							0
SRSTB X0105B	-1.	5.							0
SRSTC X0105C	-1.	5.							0
CORA X0009A						MEASURING			1
CORB X0009B						MEASURING			1
CORC X0009C						MEASURING			1
X0219AX0315A	-1.	10.							0
X0219BX0315B	-1.	10.							0
X0219CX0315C	-1.	10.							0

/SOURCE

C < n 1><<<	Ampl.	>> Freq.	>>Phase/T0>>	A1	>>	T1	>> TSTART	>> TSTOP	>
14X0025A	0	59834.	50.				-1.	10.	
14X0025B	0	59834.	50.				-1.	10.	
14X0025C	0	59834.	50.				-1.	10.	
14X0028A	0	56287.	50.				-1.	10.	
14X0028B	0	56287.	50.				-1.	10.	
14X0028C	0	56287.	50.				-1.	10.	
14X0102A	0	189243.	50.				-1.	10.	
14X0102B	0	189243.	50.				-1.	10.	
14X0102C	0	189243.	50.				-1.	10.	

/OUTPUT

NEUTW
BLANK BRANCH
BLANK SWITCH
BLANK SOURCE
BLANK OUTPUT
BLANK PLOT
BEGIN NEW DATA CASE
BLANK

ANEXO D. Código de la librería de transformadores utilizada en la segunda aplicación

```

C =====
C MODELO DEL TRAF0 DE 500/230/34.5 kV SUBESTACION 4 3 * 75 MVA
C (CAMBIADOR DERIVACIONES POSICION 4) BANCO 1 - MITSUBISHI
C =====
$VINTAGE, 1
51SC500A .686792941413 617345.838298
52SC230A -.2772822651315 315891.81739714
.18820278222087 161667.37637696
53SCT1A SCT1B -.0173234152145 73771.119021741
-.0108139235972 37752.742860675
.00459573082808 8817.0963607042
51SC500B .686792941413 617345.838298
52SC230B -.2772822651315 315891.81739714
.18820278222087 161667.37637696
53SCT1B SCT1C -.0173234152145 73771.119021741
-.0108139235972 37752.742860675
.00459573082808 8817.0963607042
51SC500C .686792941413 617345.838298
52SC230C -.2772822651315 315891.81739714
.18820278222087 161667.37637696
53SCT1C SCT1A -.0173234152145 73771.119021741
-.0108139235972 37752.742860675
.00459573082808 8817.0963607042
$VINTAGE, 0,
C =====
C (CAMBIADOR DERIVACIONES POSICION 4) BANCO 2 - MITSUBISHI
C =====
$VINTAGE, 1,
51SC500A .68679598579023 653657.75949845
52SC230A -.2772831381532 334474.33489896
.18820359532551 171176.57512608
53SCT2A SCT2B -.0173234394069 78110.749308326
-.0108139396768 39973.566326193
.00459575369904 9335.7135837013
51SC500B .68679598579023 653657.75949845
52SC230B -.2772831381532 334474.33489896
.18820359532551 171176.57512608
53SCT2B SCT2C -.0173234394069 78110.749308326
-.0108139396768 39973.566326193
.00459575369904 9335.7135837013
51SC500C .68679598579023 653657.75949845
52SC230C -.2772831381532 334474.33489896
.18820359532551 171176.57512608
53SCT2C SCT2A -.0173234394069 78110.749308326
-.0108139396768 39973.566326193
.00459575369904 9335.7135837013
$VINTAGE, 0,
C =====
C MODELO DEL TRAF0 DE 500/220/34.5 kV DE SUBESTACION 4 ( POSICION 4 DEL
C CAMBIADOR DE DERIVACIONES ) BANCO "3" - ANSALDO
C =====
$VINTAGE, 1,
51SC500A .34339402725153 297121.40149994
52SC230A -.1355252619905 148617.26210789
.08991883146842 74350.52856283
53SCT3A SCT3B -.0086614442729 35504.333112742
-.0052853380384 17761.226368533
.00229780772278 4243.6292798412
51SC500B .34339402725153 297121.40149994
52SC230B -.1355252619905 148617.26210789
.08991883146842 74350.52856283
53SCT3B SCT3C -.0086614442729 35504.333112742
-.0052853380384 17761.226368533
.00229780772278 4243.6292798412
51SC500C .34339402725153 297121.40149994
52SC230C -.1355252619905 148617.26210789
.08991883146842 74350.52856283
53SCT3C SCT3A -.0086614442729 35504.333112742
-.0052853380384 17761.226368533

```

.00229780772278 4243.6292798412

\$VINTAGE, 0,

C =====

C CAPACITANCIAS FICTICIAS DEL TERCARIO

C =====

SCT1A	.003
SCT1B	.003
SCT1C	.003
SCT2A	.003
SCT2B	.003
SCT2C	.003
SCT3A	.003
SCT3B	.003
SCT3C	.003

C

C =====

C MODELOS DE LOS TRAFOS DE 500/110/34.5 KV DE SUBESTACION 3 I (POSICION 4 DE TAP)

C =====

\$VINTAGE, 1

51CM500A	.93303286820788	481773.11440357
52CM110A	-.239507381571	119749.61182423
	.06015220668921	29776.642116677
53CMT1A CMT1B	.00362540458468	57567.031899577
	-.2919071027E-3	14312.629476366
	-.2929555248E-3	6880.2536058552
51CM500B	.93303286820788	481773.11440357
52CM110B	-.239507381571	119749.61182423
	.06015220668921	29776.642116677
53CMT1B CMT1C	.00362540458468	57567.031899577
	-.2919071027E-3	14312.629476366
	-.2929555248E-3	6880.2536058552
51CM500C	.93303286820788	481773.11440357
52CM110C	-.239507381571	119749.61182423
	.06015220668921	29776.642116677
53CMT1C CMT1A	.00362540458468	57567.031899577
	-.2919071027E-3	14312.629476366
	-.2929555248E-3	6880.2536058552

\$VINTAGE, 0

C =====

C MODELOS DE LOS TRAFOS DE 500/110/34.5 KV DE SUBESTACION 3 II (POSICION 3 DE TAP)

C =====

\$VINTAGE, 1

51CM500A	.93303286820788	481773.11440357
52CM110A	-.239507381571	119749.61182423
	.06015220668921	29776.642116677
53CMT2A CMT2B	.00362540458468	57567.031899577
	-.2919071027E-3	14312.629476366
	-.2929555248E-3	6880.2536058552
51CM500B	.93303286820788	481773.11440357
52CM110B	-.239507381571	119749.61182423
	.06015220668921	29776.642116677
53CMT2B CMT2C	.00362540458468	57567.031899577
	-.2919071027E-3	14312.629476366
	-.2929555248E-3	6880.2536058552
51CM500C	.93303286820788	481773.11440357
52CM110C	-.239507381571	119749.61182423
	.06015220668921	29776.642116677
53CMT2C CMT2A	.00362540458468	57567.031899577
	-.2919071027E-3	14312.629476366
	-.2929555248E-3	6880.2536058552

\$VINTAGE, 0

C =====

C CAPACITANCIAS FICTICIAS Y REACTORES DEL TERCARIO

C =====

CMT1A	16.42
CMT1B	16.42
CMT1C	16.42
CMT2A	.003
CMT2B	.003
CMT2C	.003

C

C MODELOS DE LOS TRAFOS DE 500/110/34.5 KV DE SUBESTACION 2 TAP 6

C =====

\$VINTAGE, 1,

51CH500A	.93303062974391	483170.22936303
52CH110A	-.2304964909455	115578.40150667
	.05571132271928	27658.365261422

```

53CHT1A CHT1B      .00362539545938  57733.93814924
                   -.2809203237E-3 13814.116766869
                   -.2929554089E-3 6900.1880867089
51CH500B           .93303062974391  483170.22936303
52CH110B           -.2304964909455  115578.40150667
                   .05571132271928  27658.365261422
53CHT1B CHT1C      .00362539545938  57733.93814924
                   -.2809203237E-3 13814.116766869
                   -.2929554089E-3 6900.1880867089
51CH500C           .93303062974391  483170.22936303
52CH110C           -.2304964909455  115578.40150667
                   .05571132271928  27658.365261422
53CHT1C CHT1A      .00362539545938  57733.93814924
                   -.2809203237E-3 13814.116766869
                   -.2929554089E-3 6900.1880867089

```

\$VINTAGE, 0

```

C =====
C CAPACITANCIAS FICTICIAS DEL TERCARIO
C =====
CHT1A              .003
CHT1B              .003
CHT1C              .003

```

```

C =====
C MODELO DEL TRAF0 DE 500/220/34.5 kV DE SUBESTACION 1 ( POSICION 8 DEL
C CAMBIADOR DE DERIVACIONES ) BANCO 1 - MITSUBISHI
C =====

```

```

$VINTAGE, 1,
51SL500A           .34044912546218  505091.2242129
52SL220A           -.1331777119193  236118.75187392
                   .08038190560099  110392.51047189
53SLT1A SLT1B      -.0066425300199  60358.55249099
                   -.0046321393874  28218.514548333
                   .00197796285383  7213.9536701099
51SL500B           .34044912546218  505091.2242129
52SL220B           -.1331777119193  236118.75187392
                   .08038190560099  110392.51047189
53SLT1B SLT1C      -.0066425300199  60358.55249099
                   -.0046321393874  28218.514548333
                   .00197796285383  7213.9536701099
51SL500C           .34044912546218  505091.2242129
52SL220C           -.1331777119193  236118.75187392
                   .08038190560099  110392.51047189
53SLT1C SLT1A      -.0066425300199  60358.55249099
                   -.0046321393874  28218.514548333
                   .00197796285383  7213.9536701099

```

\$VINTAGE, 0,

```

C =====
C MODELO DEL TRAF0 DE 500/220/34.5 kV DE SUBESTACION 1 ( POSICION 8 DEL
C CAMBIADOR DE DERIVACIONES ) BANCO 2 - ANSALDO
C =====

```

```

$VINTAGE, 1,
51SL500A           .34043681070325  297123.37705762
52SL220A           -.1331733031679  138890.95881547
                   .08037967904308  64938.471764112
53SLT2A SLT2B      -.0066421733716  35504.348966691
                   -.0046320915187  16598.981169657
                   .00197790942021  4243.6207292293
51SL500B           .34043681070325  297123.37705762
52SL220B           -.1331733031679  138890.95881547
                   .08037967904308  64938.471764112
53SLT2B SLT2C      -.0066421733716  35504.348966691
                   -.0046320915187  16598.981169657
                   .00197790942021  4243.6207292293
51SL500C           .34043681070325  297123.37705762
52SL220C           -.1331733031679  138890.95881547
                   .08037967904308  64938.471764112
53SLT2C SLT2A      -.0066421733716  35504.348966691
                   -.0046320915187  16598.981169657
                   .00197790942021  4243.6207292293

```

\$VINTAGE, 0,

```

C =====
C CAPACITANCIAS FICTICIAS DEL TERCARIO
C =====
C [BUS1][BUS2]    [ R ] [ XL ] [ C ]
SLT1A             .003
SLT1B             .003
SLT1C             .003

```

SLT2A
SLT2B
SLT2C

.003
.003
.003

ANEXO E. Código en lenguaje fortran del sistema de potencia de la segunda aplicación

```

BEGIN NEW DATA CASE
C -----
C Generated by ATPDRAW  Abril, Jueves 12, 2007
C A Bonneville Power Administration program
C Programmed by H. K. Høidalen at SEFAS - NORWAY 1994-2003
C -----
ALLOW EVEN PLOT FREQUENCY
$DUMMY, XYZ000
C dT >< Tmax >< Xopt >< Copt >
  1.E-5      1.9      60.
  1000      10      1      1      1      0      0      1      0
C 34567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890
/BRANCH
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R >< L >< C >
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R >< A >< B ><Leng><><>0
51SLEQ-ASL220A      6.8      30.12
52SLEQ-BSL220B      3.2      26.59
53SLEQ-CSL220C
51SC230ASCEQ-A      .11      2.99
52SC230BSCEQ-B      .95      7.32
53SC230CSCEQ-C
51CHEQ-ACH110A      .37      7.26
52CHEQ-BCH110B      4.75      194.23
53CHEQ-CCH110C
  SLCH2AXX0083      7.2 2976.      0
  SLCH2BXX0083      7.2 2976.      0
  SLCH2CXX0083      7.2 2976.      0
    XX0083      1100.      0
    XX0087      1100.      0
  CHSL2AXX0087      7.2 2976.      0
  CHSL2BXX0087      7.2 2976.      0
  CHSL2CXX0087      7.2 2976.      0
  SLCH1AXX0091      7.2 2976.      0
  SLCH1BXX0091      7.2 2976.      0
  SLCH1CXX0091      7.2 2976.      0
    XX0091      795.      0
    XX0095      795.      0
  CHSL1AXX0095      7.2 2976.      0
  CHSL1BXX0095      7.2 2976.      0
  CHSL1CXX0095      7.2 2976.      0
  CHCM2AXX0099      12. 4167.      0
  CHCM2BXX0099      12. 4167.      0
  CHCM2CXX0099      12. 4167.      0
    XX0099      1800.      0
  CMCH2AXX0103      12. 4167.      0
  CMCH2BXX0103      12. 4167.      0
  CMCH2CXX0103      12. 4167.      0
    XX0103      1800.      0
  CHCM1AXX0107      12. 4167.      0
  CHCM1BXX0107      12. 4167.      0
  CHCM1CXX0107      12. 4167.      0
    XX0107      1073.      0
  CMCH1AXX0111      12. 4167.      0
  CMCH1BXX0111      12. 4167.      0
  CMCH1CXX0111      12. 4167.      0
    XX0111      1073.      0
  CMSC1AXX0115      7.2 2976.      0
  CMSC1BXX0115      7.2 2976.      0
  CMSC1CXX0115      7.2 2976.      0
  CMSC2AXX0117      7.2 2976.      0
  CMSC2BXX0117      7.2 2976.      0
  CMSC2CXX0117      7.2 2976.      0
    XX0117      4275.      0
    XX0115      2424.      0
    XX0123      4275.      0
    XX0125      2424.      0
  SCCM1AXX0125      7.2 2976.      0
  SCCM1BXX0125      7.2 2976.      0

```

SCCM1CX0125	7.2	2976.							0
SCCM2AX0123	7.2	2976.							0
SCCM2BX0123	7.2	2976.							0
SCCM2CX0123	7.2	2976.							0
CH110A	118.59	34.28							0
CH110B	118.59	34.28							0
CH110C	118.59	34.28							0
CM110A	158.93	11.49							0
CM110B	158.93	11.49							0
CM110C	158.93	11.49							0
\$INCLUDE, C:\atp1\LCC\SAB-CH~1.LIB, SLCH2A, SLCH2B, SLCH2C, X0007A, X0007B \$\$									
, X0007C									
\$INCLUDE, C:\atp1\LCC\CHI-CE~1.LIB, CHCM2A, CHCM2B, CHCM2C, X0013A, X0013B \$\$									
, X0013C									
\$INCLUDE, C:\atp1\LCC\CER-SC~1.LIB, CMSC2A, CMSC2B, CMSC2C, X0019A, X0019B \$\$									
, X0019C									
\$INCLUDE, C:\atp1\LCC\SAB-CH~2.LIB, X0007C, X0007A, X0007B, X0009C, X0009A \$\$									
, X0009B									
\$INCLUDE, C:\atp1\LCC\SAB-CH~3.LIB, X0009B, X0009C, X0009A, X0011B, X0011C \$\$									
, X0011A									
\$INCLUDE, C:\atp1\LCC\SAB-CH~4.LIB, X0011A, X0011B, X0011C, CHSL2A, CHSL2B \$\$									
, CHSL2C									
\$INCLUDE, C:\atp1\LCC\CHI-CE~2.LIB, X0013C, X0013A, X0013B, X0015C, X0015A \$\$									
, X0015B									
\$INCLUDE, C:\atp1\LCC\CHI-CE~3.LIB, X0015B, X0015C, X0015A, X0017B, X0017C \$\$									
, X0017A									
\$INCLUDE, C:\atp1\LCC\CHI-CE~4.LIB, X0017A, X0017B, X0017C, CMCH2A, CMCH2B \$\$									
, CMCH2C									
\$INCLUDE, C:\atp1\LCC\CER-SC~2.LIB, X0019C, X0019A, X0019B, X0021C, X0021A \$\$									
, X0021B									
\$INCLUDE, C:\atp1\LCC\CER-SC~3.LIB, X0021B, X0021C, X0021A, NFALLB, NFALLC \$\$									
, NFALLA									
\$INCLUDE, C:\atp1\LCC\CER-SC~4.LIB, NFALLA, NFALLB, NFALLC, SCCM2A, SCCM2B \$\$									
, SCCM2C									
\$INCLUDE, C:\atp1\LCC\SAC995~1.LIB, SLCH1A, SLCH1B, SLCH1C, X0026A, X0026B \$\$									
, X0026C									
\$INCLUDE, C:\atp1\LCC\SAD999~1.LIB, X0026C, X0026A, X0026B, X0028C, X0028A \$\$									
, X0028B									
\$INCLUDE, C:\atp1\LCC\SAD99D~1.LIB, X0028B, X0028C, X0028A, CHSL1B, CHSL1C \$\$									
, CHSL1A									
\$INCLUDE, C:\atp1\LCC\CH4B63~1.LIB, CHCM1A, CHCM1B, CHCM1C, X0032A, X0032B \$\$									
, X0032C									
\$INCLUDE, C:\atp1\LCC\CH4B6F~1.LIB, X0032C, X0032A, X0032B, X0034C, X0034A \$\$									
, X0034B									
\$INCLUDE, C:\atp1\LCC\CH5B6B~1.LIB, X0034B, X0034C, X0034A, CMCH1B, CMCH1C \$\$									
, CMCH1A									
\$INCLUDE, C:\atp1\LCC\CE6D32~1.LIB, CMSC1A, CMSC1B, CMSC1C, X0038A, X0038B \$\$									
, X0038C									
\$INCLUDE, C:\atp1\LCC\CE6D35~1.LIB, X0038C, X0038A, X0038B, X0040C, X0040A \$\$									
, X0040B									
\$INCLUDE, C:\atp1\LCC\CE6D30~1.LIB, X0040B, X0040C, X0040A, SCCM1B, SCCM1C \$\$									
, SCCM1A									
\$INCLUDE, C:\atp1\usp\TRAREAC2.txt									
/SWITCH									
C < n 1>< n 2>< Tclose ><Top/Tde >< Ie ><vf/CLOP >< type >									
SCCM2ASC500A	-1.	5.							0
SCCM2BSC500B	-1.	5.							0
SCCM2CSC500C	-1.	.16							0
SCCM1ASC500A	-1.	5.							0
SCCM1BSC500B	-1.	5.							0
SCCM1CSC500C	-1.	5.							0
CM500ACMSC2A	-1.	5.							0
CM500BCMSC2B	-1.	5.							0
CM500CCMSC2C	-1.	.15							0
CMCH2ACM500A	-1.	5.							1
CMCH2BCM500B	-1.	5.							1
CMCH2CCM500C	-1.	5.							1
CMCH1ACM500A	-1.	5.							0
CMCH1BCM500B	-1.	5.							0
CMCH1CCM500C	-1.	5.							0
CM500ACMSC1A	-1.	5.							0
CM500BCMSC1B	-1.	5.							0
CM500CCMSC1C	-1.	5.							0
CH500ACHCM2A	-1.	5.							0
CH500BCHCM2B	-1.	5.							0
CH500CCHCM2C	-1.	5.							0
CH500ACHCM1A	-1.	5.							0

```

CH500BCHCM1B      -1.      5.      0
CH500CCHCM1C      -1.      5.      0
CHSL2ACH500A      -1.      5.      0
CHSL2BCH500B      -1.      5.      0
CHSL2CCH500C      -1.      5.      0
CHSL1ACH500A      -1.      5.      0
CHSL1BCH500B      -1.      5.      0
CHSL1CCH500C      -1.      5.      0
SL500ASLCH1A      -1.      5.      0
SL500BSLCH1B      -1.      5.      0
SL500CSLCH1C      -1.      5.      0
SL500ASLCH2A      -1.      5.      0
SL500BSLCH2B      -1.      5.      0
SL500CSLCH2C      -1.      5.      0
/SOURCE
C < n 1><>< Amp]. >< Freq. ><Phase/T0>< A1 >< T1 >< TSTART >< TSTOP >
14SLEQ-A 0 170110. 60. .35 -1. 2.
14SLEQ-B 0 170110. 60. -119.65 -1. 2.
14SLEQ-C 0 170110. 60. 120.35 -1. 2.
14SCEQ-A 0 188848. 60. 9.55 -1. 2.
14SCEQ-B 0 188848. 60. -110.45 -1. 2.
14SCEQ-C 0 188848. 60. 129.55 -1. 2.
14CHEQ-A 0 62211. 60. -1. -1. 2.
14CHEQ-B 0 62211. 60. -121. -1. 2.
14CHEQ-C 0 62211. 60. 119. -1. 2.
/OUTPUT
BLANK BRANCH
BLANK SWITCH
BLANK SOURCE
BLANK OUTPUT
BLANK PLOT
BEGIN NEW DATA CASE
BLANK

```