

"MODELACION DE RECIERRE MONOFASICO  
PARA ESTUDIOS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA"

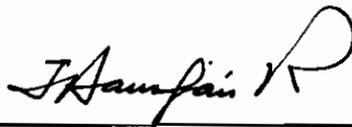
TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL  
TITULO DE INGENIERO ELECTRICO EN  
LA ESCUELA POLITECNICA NACIONAL.



LUIS WELLINGTON PEREZ NARANJO

Quito, Octubre de 1979.

CERTIFICO que la presente  
Tesis, fué realizada en su  
totalidad por el Sr. Luis  
Pérez Naranjo.

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Jose Barragan R.", written in a cursive style. The signature is positioned above a horizontal line.

Ing. JOSE BARRAGAN R.

Director de Tesis

### AGRADECIMIENTO

Especial al Ing. José Barragán R. por su acertada y desinteresada colaboración, a los Profesores del Departamento de Potencia, y a todas las personas que hicieron posible este trabajo.

El Autor

A MIS PADRES

## R E S U M E N

La mayoría de las fallas en líneas de transmisión son fase tierra; para tales fallas, el recierre monofásico puede ser la solución para mantener la estabilidad transitoria sobre la alternativa del recierre trifásico. El acoplamiento en tre las dos fases energizadas y la fase abierta disminuye la ventaja de la maniobra monofásica; dicho acoplamiento - tiende a mantener la corriente secundaria en la trayectoria del arco y a prolongar el tiempo requerido para la desioni zación. El incremento en el tiempo "muerto" disminuye la ven taja neta del recierre.

En líneas de Extra-Alto Voltaje, las fallas fase-tierra son difíciles de autoextinguirse, debido a que la corriente se cundaria de falla es proporcional a la longitud y voltaje de la línea.

Se analizan los métodos para suprimir la corriente secunda ria de arco y hacer factible la aplicación del recierre mo nofásico. Especial consideración se hace del método de los reactores en paralelo, por presentar características ade cuadas para su utilización.

Se desarrolla un programa digital para estudios de estabi lidad transitoria, por el método "punto por punto".

El programa es adecuado para analizar las ventajas del re cierre monofásico, frente al trifásico, así como también, es factible incrementar o disminuir el tiempo "muerto" con el fin de determinar su influencia en las características de estabilidad de un SEP.

# I N D I C E

Página

## CAPITULO:

I. Generalidades.	1
II. RECIERRE MONOFASICO.	
2.1.- Operación y factibilidad.	11
2.1.1. Operación de Recierre Monofásico.	11
2.1.2. Factibilidad de Recierre.	14
2.2.- Fenómenos que se producen en el Recierre Monofásico.	16
2.2.1. Voltaje de Recuperación y Corriente Secundaria. Valores estacionarios.	19
2.2.2. Valores transitorios de Voltaje de Recuperación y corriente secundaria.	26
2.3.- Métodos para suprimir el arco secundario.	30
2.3.1. Adición de un capacitor conectado a través de los terminales de cada polo del disyuntor.	30
2.3.2. Resistores descargadores a tierra.	31
2.3.3. Supresión del arco secundario utilizando reactores en paralelo.	33
2.4.- Aplicación de reactores en Extra-Alto Voltaje para suprimir el arco secundario durante una maniobra monofásica.	35
2.4.1. Conexión de los reactores.	37
2.4.2. Valores de los parámetros requeridos de suceptancias o reactancias.	40
2.4.3. Condiciones de operación óptima en líneas compensadas por medio de reactores durante una maniobra monofásica.	45

	Pagina
III. PROGRAMA DIGITAL PARA ANALISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA.	60
3.1. Modelación del sistema.	61
3.1.1. Líneas de Transmisión.	
3.1.2. Transformadores.	62
3.1.3. Cargas.	65
3.1.4. Máquinas Soncrónicas.	66
3.2.- Modelación de Fallas.	71
3.2.1. Fallas "Paralelo".	74
3.2.2. Fallas Serie.	85
3.3. Método de Cálculo de Estabilidad transi toria.	93
3.4. Descripción del Programa Digital	101
IV. EJEMPLOS DE APLICACION Y CONCLUSIONES.	122
4.1. Ejemplos de Aplicación.	122
4.2. Conclusiones.	192.
Apendice I. Resúmen de experiencias con manio bra monofásica en líneas de trans misión a alto voltaje.	186
Apendice II Listado del Programa Digital.	196
Apendice III Manual de Uso del Programa.	208
Referencias	232

## CAPITULO I

### GENERALIDADES:

El desarrollo industrial y tecnológico requiere incrementar constantemente la producción de energía eléctrica razón por la cual se han construido Sistemas Eléctricos de Potencia (S.E.P) muy complejos para satisfacer adecuadamente la siempre creciente demanda de energía eléctrica.

Una manera de aprovechar en forma eficaz los recursos energéticos es a través de la interconexión de SEP, con lo cual se obtiene beneficios económicos de generación a gran escala e incrementos de la seguridad del sistema, gracias a la ayuda mutua que se puede lograr en situaciones de emergencia.

La operación satisfactoria de los sistemas depende substancialmente de un mejor y más confiable servicio a las cargas, y esto se puede conseguir con estudios adecuados de las características de estabilidad de los SEP; dichos estudios - por tanto, son de vital importancia en la operación de los SEP, y por consiguiente juegan un papel preponderante en estudios de planificación.

El análisis de estabilidad es complicado, y generalmente no conduce a una respuesta única de la forma "el sistema es estable o inestable". Sería deseable obtener una respuesta general pero no es posible debido a que el comportamiento de los SEP, no es lineal sobre todo cuando ocurren grandes perturbaciones como es el caso de una falla con el subsecuente despeje y recierre. Debido a la necesidad de una respuesta generalizada, el analista deberá por tanto usar un criterio en la definición de disturbios específicos que puedan poner en peligro la estabilidad del sistema y dar las respuestas específicas para estas perturbaciones específicas a tra



yés de estudios de simulación.

El problema de la estabilidad puede ser entendido como la capacidad de un SEP para permanecer operando en equilibrio tanto en condiciones normales como anormales. (1)

Una razón esencial para la existencia del problema de la estabilidad de las redes trifásicas de corriente alterna, está en el fenómeno de la variación de potencia eléctrica inyectada al sistema, ocasionada por las oscilaciones del rotor de un alternador en torno a una referencia sincrónica. La explicación de estas variaciones está en los cambios de ángulo entre el fasor de tensión inducida en la máquina y la dirección del eje de simetría del rotor, que se producen cuando ocurren perturbaciones en el SEP.

Si la perturbación no involucra cambio en la potencia neta, las máquinas retornarán a su estado original. Si se crea un desbalance entre la generación y la carga (debido a un cambio en la carga, generación o condiciones de la red) un nuevo estado de operación se alcanza. El tiempo en el cual el SEP se ajusta a la nueva condición de operación se denomina período transitorio.

El principal criterio de estabilidad es que las máquinas sincrónicas permanezcan en sincronismo hasta finalizar este período transitorio.

El transitorio que sigue a una perturbación en el sistema es de naturaleza oscilatoria y estas oscilaciones se ven reflejadas como fluctuaciones de potencia sobre las líneas de transmisión.

"Si la respuesta oscilatoria de un SEP durante un período transitorio que sigue a un disturbio, es amortiguada, y el-

sistema adquiere en un tiempo finito una nueva condición de operación estable, se dice que el sistema es estable, en caso contrario es inestable.(2)

Esta definición requiere que las oscilaciones del sistema - sean amortiguadas, lo cual involucra que el sistema posea - fuerzas inherentes que tiendan a reducir dichas oscilacio- nes.

El análisis del funcionamiento del sistema durante perturba- ciones puede ser realizado a partir de las ecuaciones del comportamiento de la red, y las características de operación de las máquinas sincrónicas durante el período transitorio, que son descritas por ecuaciones diferenciales que relacio- nan la parte eléctrica con la mecánica de dichas máquinas.

Por cuanto los SEP, están sujetos a un amplio margen de condiciones de operación que dependen de los niveles de carga y disponibilidad de equipo, los que a su vez, sufren una variedad de disturbios (fallas, pérdidas de generación, pérdi- das de transmisión y pérdida de carga), el esfuerzo aplica- do para determinar las características de estabilidad es - substancial, así como también la decisión precisa entre alternativas de diseño que la mejoren y conduzcan a obtener - mayor seguridad del sistema. Lo expuesto conduce a realizar cierta inversión económica en estudios y utiliza períodos - largos de tiempo.

Por lo anotado anteriormente, se hace necesario describir - ciertos factores que pueden afectar las características de estabilidad, así como también los métodos que tiendan a mejorarla.

Varios son los factores que influyen en la estabilidad de SEP (3) y se las puede agrupar de la siguiente forma:

- a) Pérdida de capacidad de generación, que se puede producir por mal funcionamiento o calibración de relés, fallas mecánicas o térmicas, accidentes naturales o humanos, y errores de operación, etc.
- b) Efectos dinámicos, causados por una regulación inadecuada, oscilaciones autoexcitadas en máquinas sincrónicas, interrelación entre regulación de voltaje y oscilaciones mecánicas, insuficiente potencia de sincronización en el período transitorio, inadecuada reserva dinámica frente a un desequilibrio súbito de energía (pérdida de una central de generación grande), y
- c) Pérdidas de capacidad de transmisión; fallas en líneas de transmisión, disparo no deseado de disyuntores.

Frente a estas contingencias, se han utilizado una diversidad de métodos tendientes a minimizar los efectos causados por los disturbios y se los anota a continuación.

- a) Construcción de sistemas electricamente fuertes y/o líneas de transmisión de interconexión electricamente confiables (mayor número de líneas, elevación de su voltaje, compensación serie). Esta medida tiene como desventajas - un alto costo de inversión y evaluación inadecuada de si existe un control eficaz del sistema.
- b) Areas interconectadas por medio de líneas de transmisión de corriente continua.
- c) Uso de control local y control central:
  - En la planta de generación; fuentes de energía con respuesta rápida: excitación, control de la velocidad de la máquina motriz del generador.

- En la malla interconectada del sistema: uso de resistores de freno, conectados temporalmente a la barra de salida de los generadores a través de disyuntores cuando se detecta un disturbio en el SEP; el efecto de dichos resistores es el mismo que si se aplicara una carga súbita, evitando que el generador aumente de velocidad por el desequilibrio de energía causado por la perturbación. Otros métodos aplicados en las mallas son: Salida de generadores, salida de cargas, cortocircuitos intencionales, conexión de capacitores en serie, conexión de reactores o capacitores en paralelo, despeje rápido de fallas por medio de relés y disyuntores, recierre de disyuntores: trifásico o monofásico.

Cabe hacer notar, para los propósitos requeridos, la presencia de recierre de disyuntores dentro de los métodos para mejorar la estabilidad de un SEP. Se lo refiere a este como un método que produce cambios discontinuos en el sistema. Frente a una falla que altera el estado de la malla, el recierre trata de reponer el equilibrio, minimizando la causa y restaurando al estado original en el menor tiempo posible.

El nivel de fallas asociadas a las líneas de transmisión (L. T) a alto voltaje es extremadamente alto, y los disturbios en el sistema y el consiguiente peligro de pérdida de sincronismo de generadores son relacionados directamente con la magnitud del sistema.

Frente a este problema se han tomado múltiples medidas, la mayoría de ellas dirigidas a minimizar la severidad de las fallas.

Durante los primeros años, la atención fue encaminada a mejorar los límites de estabilidad cambiando el diseño de má

quinas y transformadores, arreglo de barras, localización de subestaciones y de líneas de transmisión (4).

Más tarde se aplicaron extensamente relés y disyuntores de alta velocidad con lo cual se consiguió disminuir el tiempo de duración de las fallas, factor decisivo en la mejora del funcionamiento del SEP.

El uso del recierre trifásico o monofásico provee un medio de obtener mayores ventajas del despeje rápido de fallas para el aislamiento de las mismas.

La idea fundamental del recierre trifásico se originó en 1916 (5); las tres fases de la línea de transmisión son abiertas después de la insidencia de la falla, independientemente del tipo de la misma y son recerradas después de un período de tiempo.

El recierre monofásico de alta velocidad fue aplicado a una línea de transmisión de alto voltaje (138 kV) por primera vez en 1942 (6) y se puede decir que es el más sofisticado dentro de este tipo de elementos de protección. Su desarrollo en la industria eléctrica se presenta en el anexo II: - Resumen de la experiencia con maniobra monofásica en L.T. a alto voltaje.

El esquema del recierre monofásico es usualmente considerado por una de las siguientes razones:

- a) Para incrementar la disponibilidad de una planta de generación aislada de los centros de consumo, a través de una o dos líneas trifásicas.

En un principio, la utilización de plantas de generación usualmente hidráulicas, localizadas en áreas remotas era

limitada por el requerimiento de líneas de transmisión lar gas y el alto costo de capital para generación comparada - con la producción de energía eléctrica usando combustibles fósiles.

Actualmente han surgido factores que nuevamente vierten el interés por estas fuentes de energía remotas, 1º el incremento en el costo de los combustibles fósiles (petróleo), y 2º la tendencia a conservar las reservas de combustibles fósiles o a utilizarlas optimamente.

Es importante pues, considerar ciertos aspectos de generación remota y los medios disponibles para obtener una compatible - transmisión eléctrica a los distantes centros de carga, utili zando optimamente el medio de transmisión a un mínimo costo.

b) Para incrementar la confiabilidad de las redes o líneas - de transmisión en las bases de segunda o tercera contingen cia .

Además el interés en usar maniobras monofásicas o monopola res en líneas de extra-alto voltaje se basa en los siguien tes factores:

- Líneas de extra-alto voltaje llevan cargas de mayor mag nitud que líneas de menores voltajes. Este factor demues tra la gran importancia de la continuidad de servicio, y una de las maneras de mantener dicha continuidad, es por medio del recierre monofásico de alta velocidad.

Las L.T. únicas entre sistemas no pueden ser considera das con un nivel aceptable de confiabilidad para transmi tir potencia firme. Si la apertura y recierre tripolar - no pueden realizarse con suficiente rapidez para mentener el sincronismo, la alternativa que reduce económicamente

al mínimo los efectos de las fallas es el recierre monofásico.

- En líneas de extra-alto voltaje, con torres de acero y sin cable de guarda, 90% de las fallas son de tipo fase tierra y la mayoría son transitorias, la tabla 1.1. resume las fallas ocurridas en un sistema de 500 kV durante seis años (7)

TABLA I.1.

RECOPIACION DE FALLAS EN LINEAS DE TRANSMISION	
TIPO DE FALLA	%
Fase-tierra	93 %
Fase-Fase	4 %
Dos fases - Tierra	2 %
Trifásica	1 %
	<hr/>
	100 %
Nº TOTAL DE FALLAS	298

Con 93% de fallas fase-tierra, es razonable aplicar maniobra monopolar para despejar la falla.

- El recierre monofásico exitoso, de alta velocidad contribuye para proveer potencia ininterrumpible a la industria que utiliza procesos sensitivos a la reducción prolongada de voltaje.
- Un esquema de protección confiable, utilizando maniobra monopolar, incrementa el límite de estabilidad en un sistema o permite obtener un límite dado con gran economía. Este límite es más alto que con recierre trifásico y este último puede ser tan bajo que no presenta utilidad práctica.

- Permite intercambiar potencia de menor probabilidad de pérdida de sincronismo durante fallas, con mínima alte ración del sistema en el recierre. Esfuerzos mecánicos en equipo rotativo se reducen.
- En áreas de bajo nivel de descargas atmosféricas, es posible reducir inversiones de capital en las líneas de transmisión al eliminar el o los conductores de gua rda, empleando recierre monopolar de alta velocidad.
- Ocasionalmente, en un sistema que se expande, los re lés de tipo instantáneo no son ajustados adecuadamente de acuerdo a las corrientes de cortocircuitos lo que conduce a falsos disparos. Recierre monofásico de alta velocidad disminuye las consecuencias de operación in correcta de relés.
- En un disyuntor con mecanismos independiente por fase, caso de los disyuntores hábiles de recierre monofásico y en base al criterio de única contingencia (falla de un solo componente) en el peor de los casos solo una de las fases puede fracasar al tratar de interrumpir. Por el contrario, en los disyuntores de operación tri fásica una falla mecánica puede prevenir la apertura total del dispositivo. (8).

Lo anterior justifica un análisis de las bases teóricas consernientes con el recierre monofásico.

El capítulo II del presente trabajo trata de los aspectos fundamentales del recierre monofásico como son: operación y factibilidad, fenómenos consecuentes de la maniobra, métodos para reducir o minimizar los efectos que producen dichos fenómenos.



En el capítulo III, se desarrolla un programa digital para realizar estudios de estabilidad transitoria; el Programa permitirá simular cualquier tipo de perturbación: pérdida de generación, transmisión o carga, fallas simétricas o asimétricas; así como también se podrán realizar maniobras trifásicas y monofásicas para despejar las fallas.

Para las maniobras monopolares, como son apertura y recierre, la modelación no incluye los transitorios que se producen como consecuencia de la operación monofásica de los disyuntores, en voltajes, corrientes y arco secundario; por tanto, la simulación que se describirá corresponde al fenómeno en su forma más simple, es decir considerando estados estacionarios en los diferentes instantes en que realiza las distintas maniobras, por cuanto resulta dificultoso el análisis de los mencionados fenómenos transitorios conjuntamente con el análisis de estabilidad transitoria.

La representación del sistema para el programa a desarrollarse es unifilar, aún para condiciones desbalanceadas, basándose en el análisis de las componentes simétricas.

El capítulo IV contiene un ejemplo de aplicación y las conclusiones respectivas,

## CAPITULO II

### RECIERRE MONOFASICO

#### 2.1.- OPERACION Y FACTIBILIDAD

##### 2.1.1.- OPERACION DE RECIERRE MONOFASICO

La operación de un disyuntor se realiza usualmente accionando los tres polos\*, sin considerar el tipo de falla incidente en la línea protegida. Por otro lado, si solamente se dispara el polo correspondiente a la fase donde ocurre la falla, a esta operación se la denomina maniobra monofásica, monopolar o selectiva.

Los términos "recierre monofásico" indican que todos los relés y los disyuntores operan de tal manera que la falla de una fase a tierra pueda ser distinguida de las otras fallas. Los polos del disyuntor correspondiente a la fase en la que se ha detectado una falla se abren, transcurre un tiempo limitado y se recierran a cada extremo de la línea. Para otras fallas diferentes a la falla fase a tierra, los relés operan abriendo los tres polos del disyuntor y bloqueándolos. El recierre utilizado para mejorar o mantener la estabilidad opera con una sola apertura de los disyuntores.

**TIEMPO DE RECIERRE.-** El tiempo de recierre es generalmente definido con el tiempo que toma el disyuntor para abrir y cerrar la línea; tiempo medido entre el instante en que el relé energiza el circuito de disparo -

**\*POLO:** la parte del disyuntor asociada exclusivamente con una trayectoria eléctrica del circuito principal excluyendo las porciones que proveen el mecanismo de operación conjunta de todos los polos.

hasta el instante en que los contactos del disyuntor reacondicionan la línea. Este período es la suma del tiempo utilizado por el disyuntor y relé incluyéndose el tiempo "muerto" empleado en el proceso.

"Tiempo muerto" se considera a aquel período de tiempo entre la extinción del arco final y el primer reestablecimiento de la corriente en los contactos del polo durante la operación de recierre.

La magnitud de este tiempo "muerto" es de vital importancia para la aplicación del recierre monofásico en líneas de transmisión, como se verá más adelante. Tiempos de recierre de 35 ciclos o menores son considerados como de alta velocidad.

Para disyuntores con resistores de maniobra, el tiempo de interrupción usado en el cálculo del tiempo muerto debe ser el tiempo en el cual la corriente a través del resistor es abierta y no solamente el tiempo cuando la corriente de falla principal es interrumpida.

**CICLO OPERATIVO.**- La fig. 2.1 muestra la secuencia general de operaciones de relés y disyuntor en los siguientes casos:

- a) Recierre exitoso: apertura y recierre del disyuntor; y
- b) Recierre no exitoso: apertura, recierre, nueva apertura y enclavamiento.

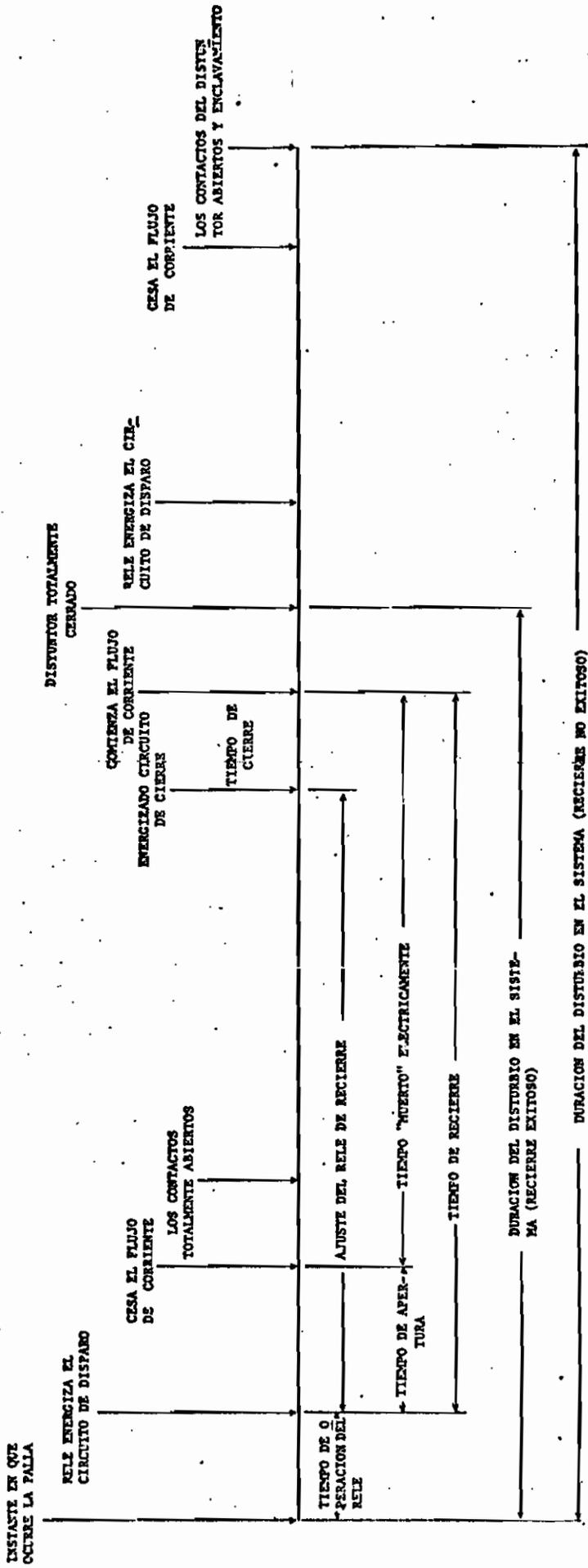


FIGURA 2.1 SECUENCIA GENERAL DE OPERACIONES

a) RECIERRE EXITOSO, b) RECIERRE NO EXITOSO

### 2.1.2.- FACTIBILIDAD DE RECIERRE

La continuidad de servicio en líneas de transmisión, el incremento del límite de potencia transmitida y el mantenimiento de la estabilidad del sistema utilizando el recierre nonofásico de los disyuntores - dependen principalmente de los siguientes factores:

- a) Tiempo máximo de recierre: analizando el sistema o su modelo bajo condiciones de falla se puede obtener el valor del tiempo que disponen los disyuntores para el recierre evitando que las máquinas del sistema pierdan sincronismo. Desde el punto de vista de la estabilidad, el tiempo de recierre tiene que ser lo más corto posible.
- b) Tiempo de deionización o extinción del arco en la falla: la magnitud del tiempo de deionización es importante para evitar el re-encendido del arco al recerrarse los disyuntores. Desde el punto de vista de la deionización del arco, el tiempo de recierre tiene que ser lo suficientemente extenso.

Hay que anotar que existe conflicto entre los dos factores mencionados; mientras más corto sea el tiempo de recierre, mayor potencia puede ser transmitida sin pérdida de sincronismo, pero las posibilidades de un re-encendido del arco en la falla, bajo estas condiciones son mayores.

Un recierre no exitoso es más perjudicial para la estabilidad que si no se aplicara recierre; por lo tanto, es prudente mantener la línea desenergizada, por un tiempo no menor al necesario para asegurar que la probabilidad de re-encendido del arco sea pequeña, un 5% o menor.

No hay objeción, a más de la económica, para reducir el tiempo de recierre si aceleramos el despeje de la falla; las únicas limitaciones serían aquellas propias de relés y disyuntores.

Además, el cierre y la apertura simultáneos de los disyuntores son indispensables para evitar una prolongación del tiempo de deionización del arco. La falta de simultaneidad en la operación conduciría a la apertura de un disyuntor, pero manteniendo el arco en la falla por la trayectoria del otro disyuntor.

Algunos de los factores que determinan el tiempo - necesario de extinción del arco donde estaba ubicada la falla son:

1. Magnitud de la corriente de cortocircuito: en general, a mayor corriente de falla, mayor cantidad de gas ionizado se genera. Se presenta cierta limitación a este efecto por la turbulencia originada en el aire y la acción magnética de apagado que son también mayores a mayores corrientes.
2. Duración de la corriente de cortocircuito: mientras mayor tiempo fluya la corriente de falla, mayor es la cantidad de gases ionizados. La turbulencia, la acción magnética de apagado y la convención térmica de las corrientes de aire también influyen en cierto grado dicha generación de gases.
3. Efectos del acoplamiento: magnitud y duración - del arco secundario y voltaje de recuperación ,

temas que se tratan con mayor detalle posteriormente.

4. Longitud de la cadena de aisladores, que determinan la mínima longitud de las trayectorias para las descargas.
5. Condiciones de tiempo, particularmente el efecto del viento y la lluvia.

Cabe mencionar que, aún con estos factores mantenidos constantes, el tiempo de deionización o extinción es todavía variable.

## 2.2.- FENOMENOS QUE SE PRODUCEN EN EL RECIERRE MONOFASICO

Al despejar una falla por acción de los disyuntores de la línea con maniobra monopolar, no es posible obtener un recierre instantáneo exitoso debido a que el arco de la falla no se extingue inmediatamente. Esto origina que el conductor de la línea trifásica abierto a los extremos para tratar de despejar una falla fase-tierra, permanezca acoplado por capacitancias e inductancias a los dos conductores sin falla, los cuales continúan energizados con voltaje aproximadamente igual al nominal y transportando la corriente de la carga.

Este acoplamiento produce dos efectos:

- 1.- Antes de la extinción completa del arco de falla, el acoplamiento provee corriente a la falla manteniendo el arco. El arco que se mantiene en el conductor con falla después que ésta ha sido despejada se denomina arco secundario, por el

cual fluirá una corriente llamada residual o secundaria.

2. Este acoplamiento origina un voltaje a través de la trayectoria del arco, que se denomina voltaje de recuperación. Si la velocidad con que crece este voltaje es muy grande, puede re-encender el arco.

El voltaje de recuperación presenta condiciones - transitorias y estacionarias y se lo define de la siguiente manera:

"El voltaje transitorio de recuperación es el voltaje que aparece a través de la localización de la falla desde el instante en que la falla es despejada hasta que se alcanzan las condiciones de estado estacionario. Este voltaje contiene componentes que no son necesariamente sinusoidales. El voltaje estacionario de recuperación es de 60 c/s, y se presenta después que los transitorios han sido amortiguados y antes de que la fase fallosa sea recerrada" (3) .

Para tener una mejor idea del efecto de acoplamiento se considera la figura 2.2, en la cual se representa solamente a dos conductores a , b tratando - de simplificar el gráfico. El conductor a es energizado a los dos extremos, mientras b está abierto en ambos extremos. Hay que analizar los dos casos que se presentan:

### 1. ACOPLAMIENTO CAPACITIVO.-

Se asume en la fig. 2.2 que el conductor a está -



energizado de tal manera que no lleva corriente - longitudinal y por tanto no existe voltaje longitudinal inducido a lo largo del conductor.

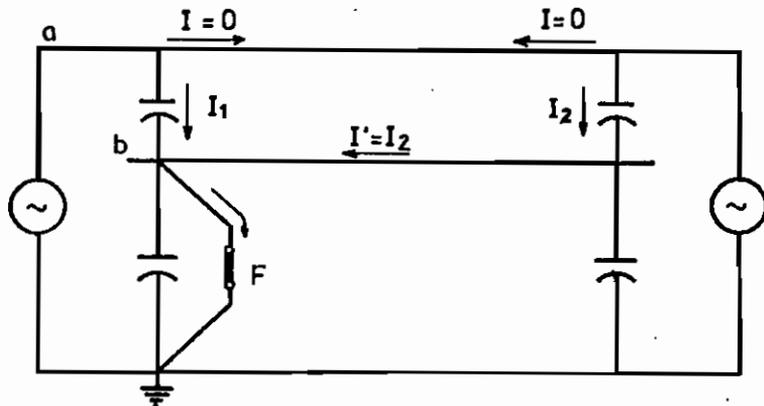


FIGURA 2.2 CIRCUITO SIMPLIFICADO SIN VOLTAJES LONGITUDINALES

Hay corrientes que fluirán a través de las capacitancias a tierra. Cuando F es cerrado, simulando el arco de la falla fase-tierra localizada a un extremo de la línea, las corrientes irán a la falla a través de las capacitancias entre fases; no se asume caída de voltaje.

## 2. ACOPLAMIENTO INDUCTIVO

La fig. 2.3 muestra el mismo circuito anterior, pero el conductor abierto b tiene un voltaje inducido por la corriente que fluye en el conductor. Para esta condición es evidente que el voltaje inducido  $E'$  permite la circulación de corriente  $I'$  por

el conductor abierto b y a través de las capacitancias a tierra.

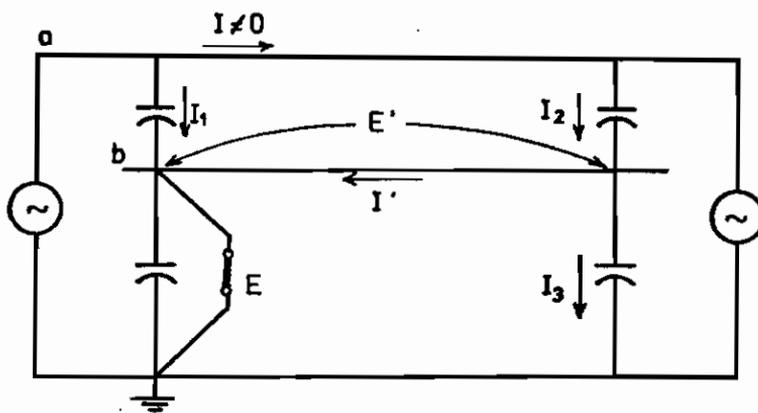


FIGURA 2.3 CIRCUITO SIMPLIFICADO CONSIDERANDO VOLTAJES LONGITUDINALES

Entonces, cuando se cierra el interruptor F que simula el arco en la falla al un extremo, existe un voltaje a través de las capacitancias a tierra del otro extremo con el consiguiente flujo de corriente  $I_3$  a través de ellas.

De los dos tipos de acoplamiento anteriormente descritos, el capacitivo es el más importante. El grado de importancia aumenta proporcionalmente con el voltaje nominal del circuito.

A continuación se detalla un método simplificado para obtener valores de corriente secundaria y voltaje estacionario de recuperación.

### 2.2.1.- VOLTAJE DE RECUPERACION Y CORRIENTE SECUNDARIA. VALORES ESTACIONARIOS

Cuando se aplica recierre monopolar en líneas de transmisión es necesario conocer los valores estacionarios de la corriente secundaria y el voltaje de recuperación en el lugar de la falla; la magnitud de dicha corriente y voltaje permitirá predecir, de una forma simplificada la capacidad de autoextinción del arco. En este caso, se hace referencia al efecto del acoplamiento capacitivo.

El circuito equivalente más general de las capacitancias entre los cuatro conductores (a,b,c y tierra - t) de una línea trifásica es aquel que se representa con ramas de enlace entre cada par de conductores como indica la fig. 2.4.a. Los valores de las capacitancias corresponden al de parámetros distribuidos en la sección de línea.

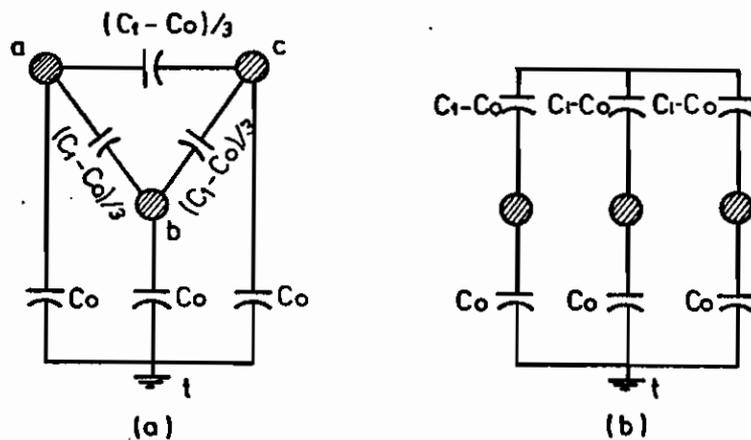


FIGURA 2.4. CIRCUITOS EQUIVALENTES DE LAS CAPACITANCIAS EN PARALELO DE UNA LINEA TRIFÁSICA.

$C_0$  = capacitancia de secuencia cero, farad/Km.

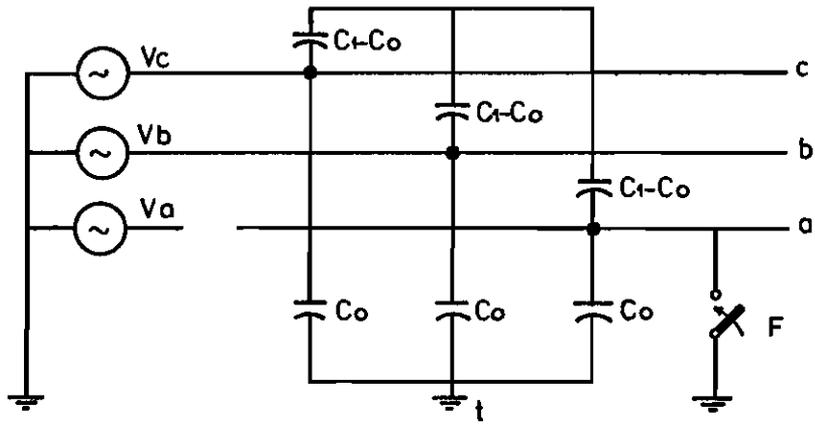
$C_1$  = capacitancia de secuencia positiva, farad/Km.

Las tres capacitancias de la  $\Delta abc$  pueden ser reemplazados por su equivalente  $Y$ , como se indica en la fig. 2.4.b. Estos dos circuitos equivalentes son válidos para representar líneas balanceadas y no balanceadas.

En la fig.2.4.b. se puede comprobar que las capacitancias indicadas son las correctas; si voltajes de secuencia cero son aplicados a los conductores  $a, b, c$  y  $t$  (tierra), corrientes de carga de las líneas fluyen solamente por las capacitancias  $C_0$  a tierra. Si voltajes de secuencia positiva son aplicados, la  $Y$  a tierra y la  $Y$  sin puesta a tierra están efectivamente en paralelo, por tanto, la capacitancia por fase es  $C_1$ .

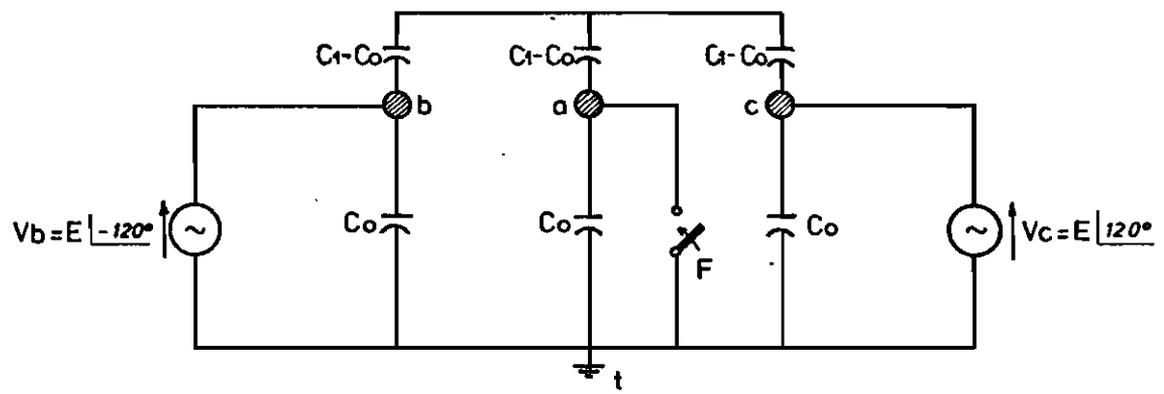
Usando el circuito equivalente de la fig.2.5.a, los voltajes  $V_b = E \angle -120^\circ$  y  $V_c = E \angle +120^\circ$  están aplicados a los conductores  $b$  y  $c$ , respectivamente.

El conductor  $a$  está desconectado de la fuente, y el arco secundario en la falla fase-tierra se simula cerrando el interruptor  $F$ , durante el tiempo que dure la desionización del arco de falla en la fase indicada. La resistencia de falla se asume cero. La fig. 2.5.b. puede ser simplificada utilizando el teorema de Thevenin y manteniendo la identidad de  $a-t$ ; la fig.2.5.c indica el resultado de dicha simplificación.



(a)

FIGURA 2.5.a CIRCUITO EQUIVALENTE CON FALLA FASE-TIERRA EN CONDUCTOR a.



(b)

FIGURA 2.5.b CIRCUITO EQUIVALENTE CON FALLA FASE-TIERRA EN CONDUCTOR a.

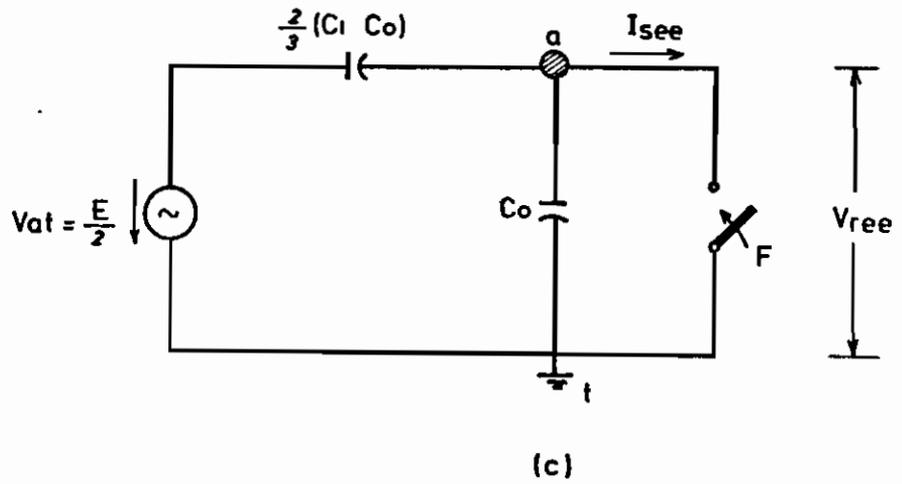


FIGURA 2.5.c CIRCUITO SIMPLIFICADO

FIGURA 2.5 CIRCUITOS UTILIZADOS PARA OBTENER EXPRESIONES DE LA CORRIENTE SECUNDARIA Y VOLTAJE ESTACIONARIO DE RECUPERACION

Representando el arco secundario de la falla al cerrar  $F$ , fluye a tierra la corriente secundaria estacionaria  $I_{see}$  por conveniencia se utilizarán también las fórmulas con valores de susceptancia.

$$I_{see} = \frac{-E/2}{\frac{1}{\frac{2}{3}(C_1 - C_0)j\omega}} = \frac{-jE\omega(C_1 - C_0)}{3} \quad (2.1)$$

si  $BC_1 = \omega C_1$  ;  $BC_0 = \omega C_0$  :  $I_{see} = -j\frac{E}{3} (BC_1 - BC_0)$  (2.1.a)

De las fórmulas anteriores se puede deducir que la corriente secundaria  $I$  es proporcional a la longi-

tud de la sección de la línea ya que  $C_1$  y  $C_0$  están en faradios/Km, y al voltaje nominal, fase-tierra.

Para realizar comparaciones relativas se utiliza la corriente de carga de secuencia positiva  $I_1$  por fase de la línea.

$$I_1 = -j\omega EC_1$$

Entonces, la corriente secundaria de arco  $I_{see}$  como fracción de la corriente de carga  $I_1$  es:

$$\frac{I_{see}}{I_1} = \frac{-j\omega E(C_1 - C_0)/3}{-j\omega C_1 E} = \frac{C_1 - C_0}{3C_1} = \frac{1 - C_0/C_1}{3}$$

$$\frac{I_{see}}{I_1} = \frac{1 - BC_0 / BC_1}{3}$$

Valores típicos de  $C_0 / C_1$  para líneas aéreas están alrededor de 0,6 y 0,7; por ejemplo, para 500 kV,  $C_0 / C_1 = 0,68$ . (tabla II.1)(9).

$$\frac{I_{see}}{I_1} = \frac{1 - 0.68}{3} = 0.103$$

Esto es, la corriente secundaria de arco ha de ser extinguida es 10.3% de la corriente normal de carga de la línea.

El voltaje de recuperación en estado estacionario  $V_{ree}$ , que aparece a través del arco después de su extinción es:

$$V_{ree} = \frac{-jE/2wC_0}{\frac{-3j}{2w(C_1 - C_0)}} = \frac{j}{wC_0} = E \frac{C_1 - C_0}{2C_1 + C_0} = \frac{1 - C_0/C_1}{2 + C_0/C_1} E \quad (2.2)$$

$$V_{ree} = E \frac{1 - BC_0/BC_1}{2 + BC_0/BC_1} \quad (2.2.a)$$

con  $C_0/C_1 = 0.68$

$$V_{ree} = 0.116$$

Lo cual significa que el voltaje inducido en el conductor a debido al acoplamiento capacitivo es 11.6% del voltaje normal fase-tierra.

Un resumen de valores estacionarios de voltaje de recuperación y corriente secundaria, en líneas de transmisión para distintos voltajes, se muestra en la tabla II.1.

TABLA II.1

VALORES ESTACIONARIOS DE CORRIENTE SECUNDARIA Y VOLTAJE DE RECUPERACION				
Voltaje (KV)	138	220	380	500
Capacitancia de secuencia positiva $C_1$ f/Km x $10^{-9}$	9.32	12.35	11.89	12.47
Capacitancia de secuencia cero f/Km x $10^{-9}$	5.89	7.21	7.1	8.59
$C_0 / C_1$	0.632	0.584	0.598	0.689
$I_{see} / I_1$ (%)	12	13.87	13.4	10.37
$V_{ree} / E$ %	13.98	16.1	15.47	11.56





El voltaje de recuperación y corriente transitorios son mayores que los valores presentados en la tabla II.1, particularmente si suceden re-encendidos mientras el conductor esta desenergizado.

### 2.2.2.- VALORES TRANSITORIOS DE VOLTAJE DE RECUPERACION Y CORRIENTE SECUNDARIA

La corriente de falla y el voltaje de recuperación están en cuadratura, de modo que si la corriente es suspendida en el arco natural de la onda, el voltaje está en su máximo valor, asumiendo el caso ideal en el cual la resistencia del arco aumenta desde cero a infinito en el momento de la interrupción. La fig. 2.6 ilustra lo anterior.

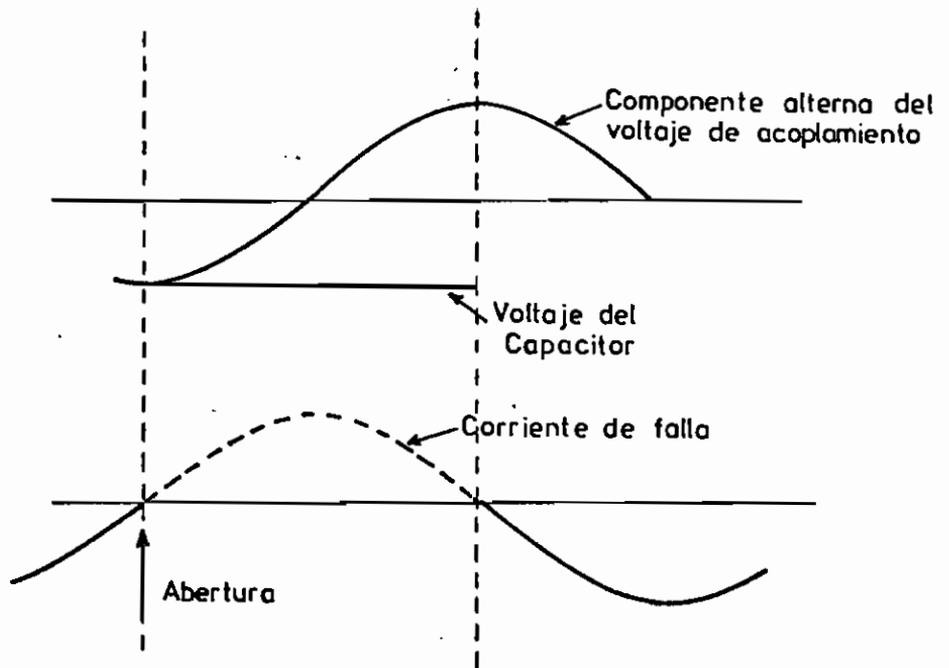


FIGURA 2.6 ABERTURA DE CORRIENTE DE FALLA

De acuerdo con el gráfico anterior, la componente -

continua del voltaje se debe a la carga atrapada en el conductor aislado. El voltaje resultante (suma de las componentes alterna y continua) es cero en el instante de la interrupción. Sin embargo, medio ciclo más tarde, el valor instantáneo del voltaje de recuperación alcanza un máximo de dos veces la componente alterna del voltaje estacionario. Lo cual es característico de aberturas de cargas capacitivas. Luego, el cálculo realizado anteriormente del voltaje de recuperación solamente en estado estacionario, no muestra el valor verdadero del voltaje inducido en la fase acoplada.

La resistencia del arco sobre el aislador, así como la del disyuntor, modifica más o menos la corriente que va a ser interrumpida; además, el grado en que afectan a la interrupción del arco secundario los tres factores importantes: magnitud de voltaje de recuperación, velocidad de elevación del voltaje de recuperación y magnitud de la corriente secundaria, no es conocido. Sin embargo, si se juzga con el criterio de que se produce o no la interrupción, es posible estimar la longitud de la línea de transmisión y la factibilidad del recierre monopolar, a partir del análisis que se indica a continuación.

#### 2.2.2.a. CORRIENTE DE ARCO QUE PUEDE SER EXTINGUIDA

Para estimar la longitud de la sección de línea en la cual la maniobra monopolar puede ser utilizada exitosamente para despejar fallas fase-tierra y reconectar la línea, se pueden utilizar los valores de corriente de arco de líneas que han tenido éxito en la maniobra monopolar.

Información sobre instalaciones con maniobra monopolar ha sido recopilada por Maikopar (10). Los resultados indican que con 4/10 de segundo de tiempo muerto hay una alta probabilidad de recierre exitoso si la corriente de arco secundario no excede a 18 amperios. Sin embargo, la corriente secundaria de arco de falla puede alcanzar valores dobles a los calculados anteriormente en estado estacionario debidos al fenómeno transitorio del voltaje de recuperación y a la influencia del acoplamiento inductivo de los dos conductores restantes. Por lo que se estima 9 amperios como máximo valor permisible de la corriente secundaria.

$$I_{see} = \frac{Ew}{3} (C_1 - C_0) \times l \iff l = \frac{I_{see}}{Ew(C_1 - C_0)} \quad (2.3)$$

Despejando la l de la fórmula 2.3 es factible el cálculo de la longitud de la línea en kilómetros - para la cual la corriente secundaria será autoextinguida:

TABLA II.2

LONGITUDES CRITICAS DE LINEAS DE TRANSMISION CON ALTOS VOLTAJES				
Voltajes kV	138	220	380	500
Capacitancia de secuencia positiva fard/Km x 10 <sup>-9</sup> ref. 9	9.318	12,351	11,891	12,467
Capacitancia de secuencia cero fard/Km x 10 <sup>-9</sup>	5,872	7.212	7,106	8,594
Longitud (Km)	260	109	68	64

Para un valor dado de capacitancia entre fases de la línea de transmisión, la corriente del arco secundario es proporcional al voltaje del circuito y a la longitud de la línea que ha sido removida (ver fórmula 2.3)

Es usual, entonces, admitir que la utilización de la maniobra monopolar está limitada en:

- a) Líneas de transmisión con niveles bajos de voltaje;
- b) líneas de transmisión con extra-alto voltaje pero con longitudes de sección de línea no mayores que las distancias indicadas en la Tabla II.2.

En el primer caso, la utilización de recierre monopolar es una práctica ya rutinaria. En el caso de líneas de transmisión a extra-alto voltaje, la aplicación del recierre monopolar ha sufrido un retraso substancial, fácilmente explicable: el interés en transmisión a extra-alto voltaje ha sido estimado por las ventajas económicas que presentan especialmente las interconexiones y el aprovechamiento de plantas de generación de gran tamaño, lo que generalmente se realiza entre grandes distancias, presentándose problema de grandes longitudes (grandes capacitancias) de línea. Además, en líneas de extra-alto voltaje los disyuntores son costosos y es conveniente que las secciones de línea sean más extensas que lo acostumbrado a menores voltajes.

En líneas largas de extra-alto voltaje la autoextinción del arco es improbable; en líneas cortas es po

sible la autoextinción pero se requiere de una extensión del tiempo requerido para la desionización. Este incremento de tiempo muerto retrasa la operación de recierre disminuyendo su beneficio al sistema.

Para la aplicación del recierre monopolar en líneas de extra-alto voltaje es necesario entonces utilizar algún método para extinguir el arco secundario en fracciones de segundo desacoplando la fase fallosa y reduciendo el tiempo "muerto" requerido.

### 2.3.- METODOS PARA SUPRIMIR EL ARCO SECUNDARIO

#### 2.3.1.- ADICION DE UN CAPACITOR CONECTADO A TRAVES DE LOS TERMINALES DE CADA POLO DEL DISYUNTOR (11)

Para explicar la idea básica se utiliza el circuito equivalente de la fig. 2.5.c., con las modificaciones del caso:

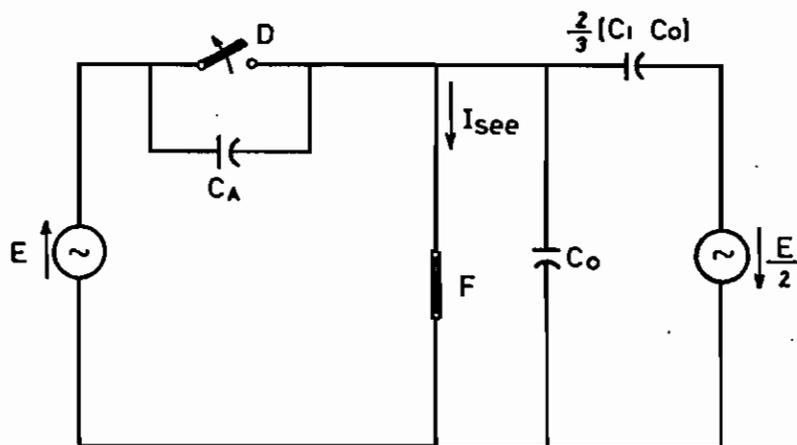


FIGURA 2.7 CIRCUITO DEL CAPACITOR  $C_A$  A TRAVES DE LOS TERMINALES DE CADA POLO DEL DISYUNTOR (FASE a REPRESENTADA)

Si  $C_A = 0$  ;  $X_C = \infty$  y el disyuntor D ha operado, debido a la falla monopolar F, existe la corriente secundaria estacionaria del arco de falla  $I_{see}$  en razón de existir acoplamiento capacitivo que la fase a tiene con las fases b y c.

Si  $C_A = \frac{C_1 - C_0}{3}$ , la corriente neta a través de la falla será cero, desionizándose rápidamente la trayectoria original del arco de falla.

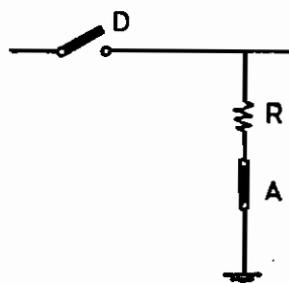
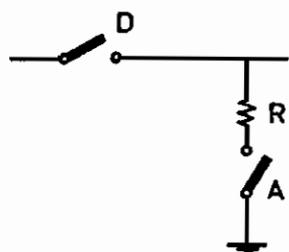
$$I_{see} = \frac{E}{-j/\omega C_A} - \frac{E}{-3j/2\omega(C_1 - C_0)}$$
$$= j\omega E C_A - j\frac{\omega E}{3} (C_1 - C_0) = j\omega E \left( C_A - \frac{C_1 - C_0}{3} \right)$$

El voltaje de recuperación también será cero. Un capacitor colocado a través de cada polo del disyuntor puede ser efectivo para anular el efecto del acoplamiento capacitivo que influye en la maniobra monopolar de recierre.

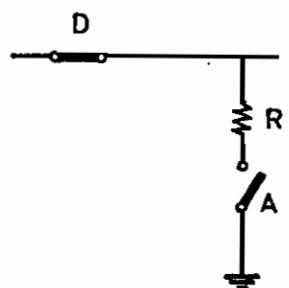
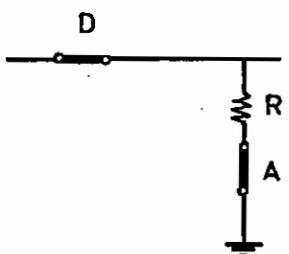
### 2.3.2.- RESISTORES DESCARGADORES A TIERRA (12,13)

Este método considera la operación de poner a tierra la fase desenergizada durante el tiempo muerto del ciclo de recierre monofásico. Para extinguir el arco secundario, los resistores a ambos extremos de la línea deben ser conectados simultáneamente a tierra; ésta es una condición necesaria para utilizar óptimamente la corta duración del tiempo muerto y para que la conexión en paralelo de ambos resistores reduzca al mínimo la resistencia total a tierra.

La operación del resistor descargador (R), disyuntor de aislamiento (A) y disyuntor principal (D) - se muestra en la fig. 2.8.



(a)



(b)

FIGURA 2.8 VARIOS PASOS DE OPERACION DEL DISYUNTOR (D) Y EL DISYUNTOR DE AISLAMIENTO (A).

Después del despeje de la falla primaria a tierra, D y A están abiertos.

A cierra durante el tiempo muerto para extinguir el arco secundario, antes de cerrar D, existiendo tiempo suficiente para la desionización completa de la falla.

Esta maniobra permite además que la línea cargada se descargue.

La secuencia de operaciones corresponde al gráfico 2.8.a.

D cierra mientras A permanece cerrado, y consecuentemente, R es capaz de limitar sobrevoltaje de maniobra.

A abre la corriente a través de R y la línea opera normalmente. La fig.2.8.b muestra la secuencia de operaciones mencionada.

### 2.3.3.- SUPRESION DEL ARCO SECUNDARIO UTILIZANDO REACTORES EN PARALELO(14,15)

Como el acoplamiento capacitivo del conductor falloso con los conductores sanos es la causa principal de la corriente secundaria y del voltaje de recuperación, el método propone neutralizar la reactancia capacitiva sea entre fase-fase o fase-tierra por medio de reactancia inductiva shunt concentrada de un valor igual a las mencionadas anteriormente.

Utilizando la Fig. 2.2., que es un circuito simplificado sin considerar voltajes longitudinales inducidos, la corriente secundaria del arco de falla puede ser reducida a cero neutralizando las capacitancias fase-fase, mediante el uso de uno o más reactores entre los dos conductores como se muestra en la fig. 2.9.

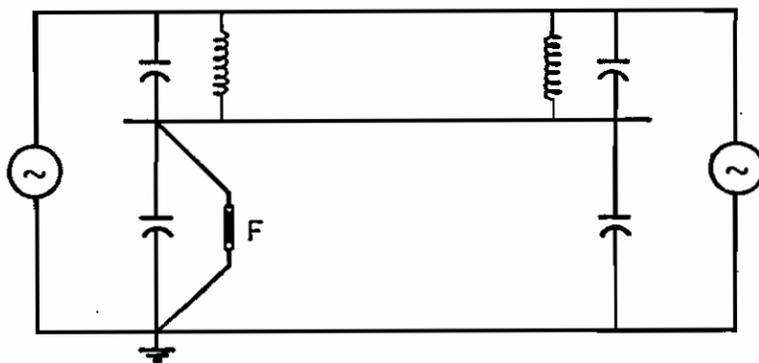


FIGURA 2.9 CIRCUITO SIMPLIFICADO CON REACTORES PARA NEUTRALIZAR CAPACITANCIAS ENTRE FASES



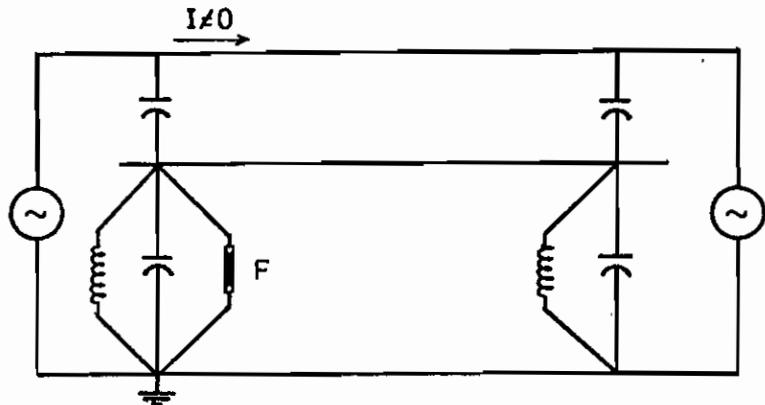


FIGURA 2.10 CIRCUITO SIMPLIFICADO CON CAPACITANCIAS ENTRE FASES COMPENSADAS POR REACTORES , CONSIDERANDO VOLTAJES LONGITUDINALES INDUCIDOS EN EL CONDUCTOR ABIERTO, POR FLUJO DE CORRIENTE EN EL OTRO CONDUCTOR.

Bajo la condición de la Fig. 2.10 es evidente que el voltaje inducido permite la circulación de corriente a través de las capacitancias a tierra, - cuando sucede una falla en el extremo, la trayectoria de retorno es a través de la falla. Para reducir dicha corriente es necesario compensar la capacitancia fase-tierra, como se muestra en la Fig. - 2.10.

Los métodos mencionados para suprimir el arco secundario pueden ser catalogados como igualmente efectivos. Es importante compararlos con respecto al costo de equipo adicional que puede necesitar para obtener una extinción satisfactoria del arco secundario.

La adición de un capacitor a los terminales de cada polo del disyuntor y el método de resistores descar

gadores a tierra utilizan elementos que no realizan ninguna función durante operación normal del sistema, sino solamente bajo condiciones de falla. Consecuentemente, son alternativas costosas.

El uso de reactores es altamente económico en casos donde se requiere el uso de ellos con el propósito de regulación de voltaje, por ejemplo: en líneas de transmisión a extra-altovoltaje.

El 1969, en Tennessee (16) se aplicó con éxito la maniobra monofásica en una línea de transmisión. El esquema aplicado fue el primero en ser utilizado - en 500 kV, y la primera línea que utiliza reactores conectados especialmente para neutralizar el efecto del acoplamiento capacitivo entre fases.

#### 2.4.- APLICACION DE REACTORES EN EXTRA ALTO VOLTAJE PARA SUPRIMIR EL ARCO SECUNDARIO DURANTE UNA MANIOBRA MONOFASICA

La formación de un circuito resonante en paralelo entre la capacitancia distribuida de las líneas y la inductancia concentrada del o de los reactores permite suprimir el arco secundario durante una falla fase-tierra.

A continuación se repite la fig. 2.5.c. incluyendo los reactores.

El voltaje en estado estacionario de recuperación ( $V_{ree}$ ) es aquél que aparece a través del símbolo F, que indica la falla, cuando F se encuentra abierto.

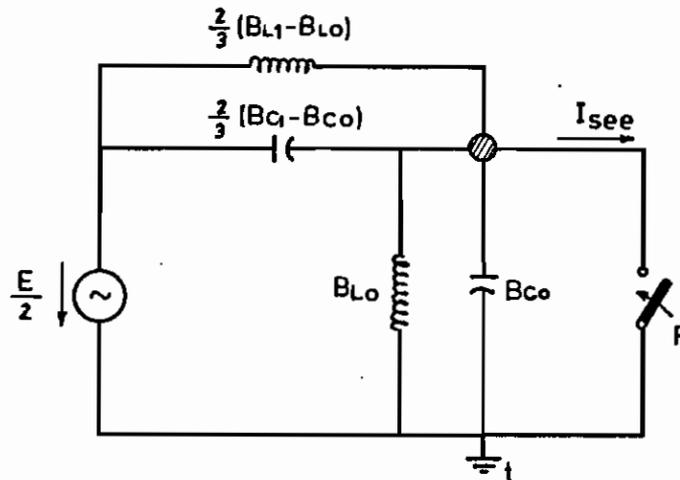


FIGURA 2.10 CIRCUITO UTILIZADO PARA OBTENER EXPRESIONES DEL VOLTAJE ESTACIONARIO DE RECUPERACION Y CORRIENTE SECUNDARIA, CONSIDERANDO REACTORES.

A partir de las fórmulas 2.2 y 2.2.a.

$$V_{ree} = - \frac{E}{2} \frac{(2/3) [(B_{C1} - B_{Co}) - (B_{L1} - B_{Lo})]}{(2B_{C1}/3 + B_{Co}/3) - (2B_{L1}/3 + B_{Co}/3)} \quad (2.4)$$

$$V_{ree} = - E \frac{(B_{C1} - B_{Co}) - (B_{L1} - B_{Lo})}{(2B_{C1} + B_{Co}) - (2B_{L1} - B_{Lo})} \quad (2.4.a)$$

Este voltaje desaparecerá si existe adecuada neutralización de  $B_{L1} - B_{Lo}$  provista por los reactores principales.

La corriente secundaria en estado estacionario es igual:

$$I_{see} = -j \frac{E}{2} \cdot \frac{2}{3} [(B_{C1} - B_{Co}) - (B_{L1} - B_{Lo})] \quad (2.5)$$

$$= -j E/3 [(B_{C1} - B_{Co}) - (B_{L1} - B_{Lo})] \quad (2.5.a)$$

La corriente secundaria de falla llega a ser cero bajo las mismas condiciones para las cuales el voltaje es cero, esto es neutralizando  $B_{C1} - B_{Co}$  por  $B_{L1} - B_{Lo}$ .

La adición de inductancia en paralelo decrece: 1.- la corriente secundaria en la falla; 2.- el voltaje de recuperación. Teóricamente, en un circuito - LC sin pérdidas la corriente neta puede ser reducida a cero utilizando compensación completa.

Realmente, la corriente no se hace cero por:

- 1) compensación incompleta;
- 2) pérdidas; y
- 3) armónicas.

Sin embargo, la corriente neutralizada es solamente el 10% de la corriente capacitiva no neutralizada.

#### 2.4.1.- CONEXION DE LOS REACTORES

Teóricamente existen varias maneras de conectar reactores a las líneas con la finalidad de reducir la corriente capacitiva a cero. El esquema denominado de 4 reactores ha sido determinado como el más indicado desde el punto de vista técnico y económico.

Para líneas largas se requiere compensación en paralelo por necesidad de la regulación de voltaje y para prevenir una elevación excesiva del voltaje cuando el un extremo de la línea es abierta. En muchos casos, parece razonable que la reactancia inductiva requerida para éste propósito sea de un valor cercano al necesario para compensar la capaci-

tancia entre fases. Entonces , la compensación puede servir para ambos propósitos: extinción del arco secundario y compensación de la línea. Los reactores usados para compensar las capacitancias entre fases deberán tener el neutro aislado o conectado a tierra a través de un reactor auxiliar usado a su vez para compensar la capacitancia fase-tierra.

A continuación se analiza su aplicación. Otro circuito equivalente, a más de los indicados en la Fig. 4.a y 4.b., es aquél mostrado en la Fig.2.11.

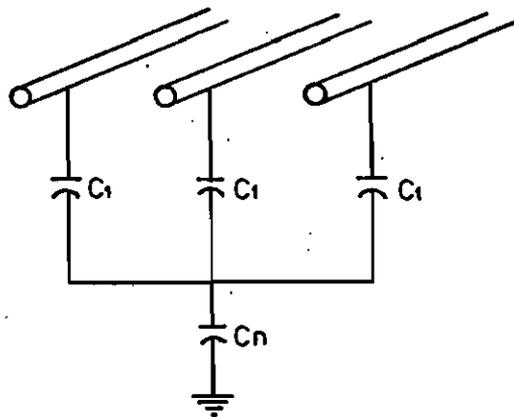


FIGURA 2.11 CIRCUITO EQUIVALENTE DE LA CAPACITANCIA EN UNA LINEA TRIFASICA

Cuando se aplica voltajes de secuencia positiva, las corrientes son circunscritas solamente al circuito Y con capacitancia  $C_1$  por fase.

Aplicando corriente de secuencia cero, como se indica en la Fig. 2.12 el voltaje de secuencia cero sin considerar caída de tensión en los conductores será:

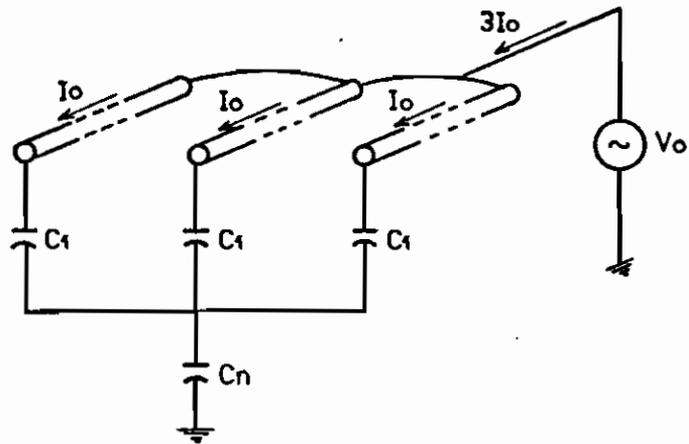


FIGURA 2.12 CIRCUITO EQUIVALENTE PARA OBTENER VALOR DE CAPACITANCIA  $C_n$  A TIERRA

$$V_o = \frac{I_o}{j\omega C_1} + \frac{3I_o}{j\omega C_n} \quad \frac{V_o}{I_o} = \frac{1}{j\omega C_o} = \frac{1}{j\omega C_1} + \frac{3}{j\omega C_n}$$

$$\frac{3}{C_n} = \frac{1}{C_o} - \frac{1}{C_1} \quad C_n = \frac{3C_o C_1}{C_1 - C_o} \quad \delta \quad X_{Cn} = \frac{X_{C_o} - X_{C_1}}{3} \quad (2.6)$$

Utilizando susceptancias:

$$B_{cn} = \omega C_n$$

$$B_{c1} = \omega C_1$$

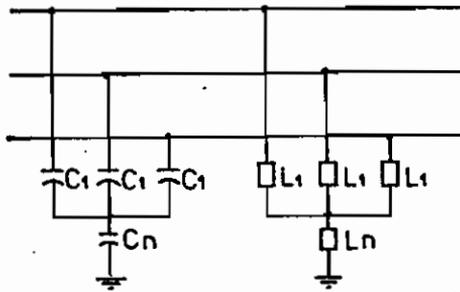
$$B_{co} = \omega C_o$$

$$B_{cn} = \frac{3B_{Co}B_{C1}}{B_{C1} - B_{Co}} \quad (2.7)$$

La conexión de los reactores se indica en la Fig. 2.13.

$L_1$  = inductancia de secuencia positiva de los reactores principales..

$L_n$  = inductancia del reactor auxiliar a tierra.



$C_1$  = capacitancia de secuencia positiva de la línea.

$C_n$  = capacitancia equivalente a tierra de la línea.

FIGURA 2.13 CIRCUITO EQUIVALENTE DE LA CAPACITANCIA DE LA LINEA Y REÁCTORES

2.4.2.- VALORES DE LOS PARAMETROS REQUERIDOS DE SUCEPTANCIAS O REACTANCIAS

La impedancia  $X_{Ln}$  requerida para compensación completa se obtiene de la fórmula 2.6.

$$X_{cn} = X_{Ln} = \frac{X_{Lo} - X_{L1}}{3} \quad (2.8)$$

$$o, wLn = \frac{w}{3} (L_0 - L_1) \quad (2.9)$$

Debido a que los reactores se encuentran en paralelo con las capacitancias de línea, es más conveniente expresar sus valores en términos de susceptancias.

$$B_{Ln} = \frac{3B_{L1} - B_{Lo}}{B_{L1} - B_{Lo}} \quad (2.10)$$

Donde:

$X_{Ln} = j\omega L_n$  reactancia inductiva a tierra (reactor secundario)

$X_{cn} = 1/j\omega C_n$  reactancia capacitiva equivalente a tierra de la línea.

$L_o$  = inductancia de secuencia cero del banco de reactores.

$B_{Ln}$  = susceptancia de reactor auxiliar, expresada en términos de susceptancias de secuencia positiva y cero.

Otros requisitos que se deben tomar en cuenta son:

1.- Para extinguir el arco secundario de la falla por neutralización de las capacitancias entre fases se requiere de:

$$\frac{1}{\omega L_1} - \frac{1}{\omega L_o} = \omega (C_1 - C_o) \quad (2.11)$$

o en términos de susceptancias:

$$B_{L1} - B_{Lo} = B_{c1} - B_{Co} \quad (2.11.a)$$

2.- Para compensación en paralelo con un factor K de la corriente normal de carga de la línea.



$$\frac{1}{wL_1} = kW C_1 \quad K = \frac{1}{w^2 L_1 C_1} \quad (2.12)$$

en términos de susceptancias se tiene:

$$B_{L1} = kB_{C1} \quad K = \frac{B_{L1}}{B_{C1}} \quad (2.12.a)$$

Las susceptancias del reactor auxiliar en términos de susceptancias de secuencia cero y positivas son:

De las ecuaciones 2.11 y 2.12 se obtiene:

$$B_{Lo} = B_{Co} - (1 - k) B_{C1} \quad (2.13)$$

Mientras que las ecuaciones 2.7. a 2.13:

$$B_{Ln} = \frac{3kB_{C1} (B_{Co} - (1 - k) B_{C1})}{B_{C1} - B_{Co}}$$

$$0, B_{Ln} = kB_{Cn} (1 - (1 - k) B_{C1}/B_{Co}) \quad (2.14)$$

o, utilizando inductancias:

$$Ln = \frac{L1}{3} \cdot \frac{m}{k-m} \quad (2.14.a)$$

$$m = \frac{C1 - Co}{C1} \quad (2.15)$$

La ecuación 2.12 indica que los reactores de las - fases proveerán el grado deseado K de compensación paralela. El valor de  $B_{Ln}$  dado en la ecuación 2.14 para  $K = (B_{C1} - B_{Co})/B_{C1}$ , se hace cero, lo cual - indica que para este valor de compensación los reactores no requieren del auxiliar puesto a tierra.

Para cualquier otro valor mayor que K,  $B_{Ln}$  es posi

tivo y el reactor auxiliar es necesario para suprimir el arco secundario de falla. Para  $K=1$  o compensación completa  $B_{Ln}$  tendrá un valor de:

$$B_{Ln} = B_{Cn} = (3B_{Co} B_{C1}) / (B_{C1} - B_{Co}), \delta$$

$$Ln = \frac{C1 - Co}{3\omega^2 CoC1}$$

El efecto del reactor auxiliar es establecer un acoplamiento inductivo entre fases. Bajo operación normal, el voltaje a través del reactor auxiliar es cero; es de interés de diseño conocer el voltaje al que se encuentra sometido dicho reactor durante la falla fase-tierra.

El voltaje a través del reactor auxiliar se puede obtener de la Fig. 2.14.

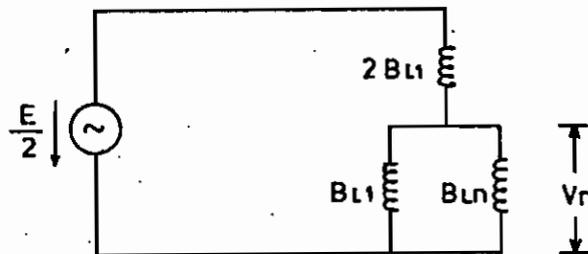


FIGURA 2.14 CIRCUITO EQUIVALENTE PARA ENCONTRAR EL VOLTAJE A TRAVES DEL REACTOR AUXILIAR A TIERRA DURANTE LA FALLA.

$V_n$  está dado por la ecuación:

$$V_n = \frac{-E B_{L1}}{3B_{L1} + B_{Ln}} \quad (2.16)$$

$$\delta, V_n = \frac{-E L_n}{3L_n + L_1}$$

$$\delta, \frac{V_n}{E} = \frac{L_n / L_1}{1 + 3L_n / L_1} \quad (2.17)$$

El voltaje nominal del reactor a tierra es una fracción pequeña del voltaje de fase, como se indica en la tabla II.3 dada a continuación.

Es por esto que el reactor a tierra presenta tamaños menores al de los reactores principales y su costo es también reducido.

TABLA II.3

VOLTAJE NOMINAL $V_n$ DEL REACTOR A TIERRA					
Voltaje nominal del sistema kV.		138	220	380	500
Capacidad de secuencia positiva fard/Km $\times 10^{-9}$		9,32	12,35	11,89	12,47
Capacidad de secuencia cero fard/Km. $10^{-9}$		5,87	7,21	7,11	8,6
(2.15)* m		0,37	0,42	0,4	0,31
k=1	$L_n/L_1$ (2.14.a)*	0,196	0,237	0,224	0,15
	$V_n/E$ (2.17)*	0,123	0,139	0,134	0,103
	$V_n$ (kV)	9,8	17,66	29,4	29,7
k=0,6	$L_n/L_1$	0,536	0,754	0,68	0,36
	$V_n/E$	0,21	0,23	0,22	0,17
	$V_n$ (kV)	16,41	29,3	48,92	49,94

\* 2.14.a , 2.15 , 2.17 fórmulas utilizadas.

### 2.4.3.- CONDICIONES DE OPERACION OPTIMA EN LINEAS COMPENSADAS POR MEDIO DE REACTORES DURANTE UNA MANIOBRA MONOFASICA

En líneas compensadas con reactores y sujetas a maniobras monofásicas de los disyuntores, puede producirse voltajes significativos. Si el arco secundario del conductor falloso es despejado y el recierre de los disyuntores retrasado, el conductor previamente falloso puede asumir un voltaje inducido estacionario mayor que el normal de operación. Estos sobrevoltajes pueden ser originados por:

- grado de compensación de la línea
- transposición de la línea

#### 2.4.3.1 GRADO DE COMPENSACION DE LA LINEA (17)

La influencia que puede tener el grado de compensación de la línea en la magnitud del voltaje estacionario de recuperación puede apreciarse variando los valores de inductancia de los reactores principales y del auxiliar al neutro.

Con referencia a los reactores en paralelo, el valor de la inductancia puede ser descrito como  $L_1/k$  donde  $L_1$  es el valor necesario para una compensación completa de la capacitancia de secuencia positiva de la línea;  $K$  es una variable que puede ser seleccionada a deseo.

Si  $K > 1.0$ , las corrientes inductivas serán menores que las capacitivas y la línea está sujeta a com-

compensación incompleta. Cuando  $k > 0$ , la línea es sobrecompensada.

En el caso del reactor auxiliar o reactor al neutro su inductancia es descrita como  $L_n/J$ , donde  $L_n$  es el valor teórico correspondiente a compensación completa del arco secundario en la situación donde  $k = 1$ ;  $J$  es una variable, la cual, puede ser seleccionada. Cuando  $J = 0$ , el neutro es aislado; cuando  $J = \infty$ , el neutro es sólidamente puesto a tierra.

Cualquier grado de compensación puede ser obtenido escogiendo los valores corrector de  $K$  y  $J$ .

#### 2.4.3.1.a LÍNEA SIN REACTORES: $K = 0, J = \infty$

El voltaje de recuperación adquiere diferentes valores, los cuales pueden ser obtenidos aplicando - la fórmula 2.2. descrita anteriormente.

A continuación se analizan varios casos en los cuales se muestra la variación del voltaje de recuperación en función de  $K$  y  $J$ .

#### 2.4.3.1.b) Línea con reactores en paralelo semejantes a cada extremo de la línea. Sin reactores en el neutro ( $J = \infty, K$ es variable).

De la fig, 2.14 se puede notar que existe para un valor aproximadamente de  $k = 0,9$  efectos de resonancia en el circuito LC.

#### 2.4.3.1.c) Línea con reactores en paralelo y auxiliar a cada extremo de la línea: $J$ y $K$ son variables. Los resultados están presentes en el gráfico 2.15.

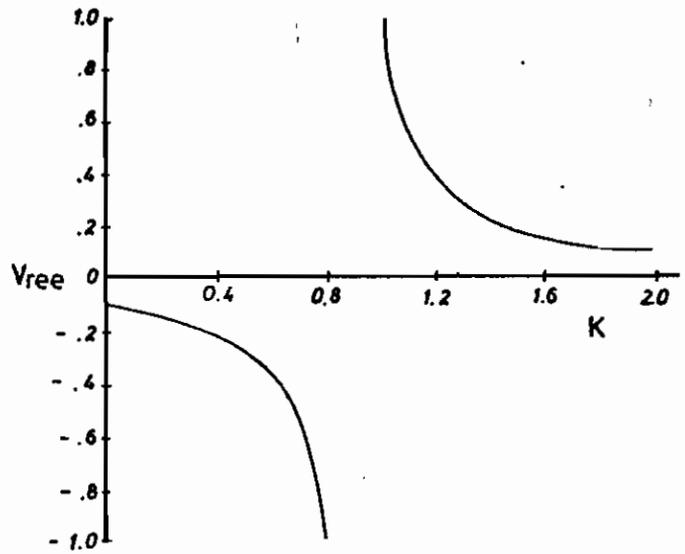


FIGURA 2.14 VOLTAJE DE RECUPERACION EN ESTADO ESTACIONARIO EN FUNCION DE K. REACTORES EN PARALELO A CADA EXTREMO DE LA LINEA (SIN REACTOR AUXILIAR)

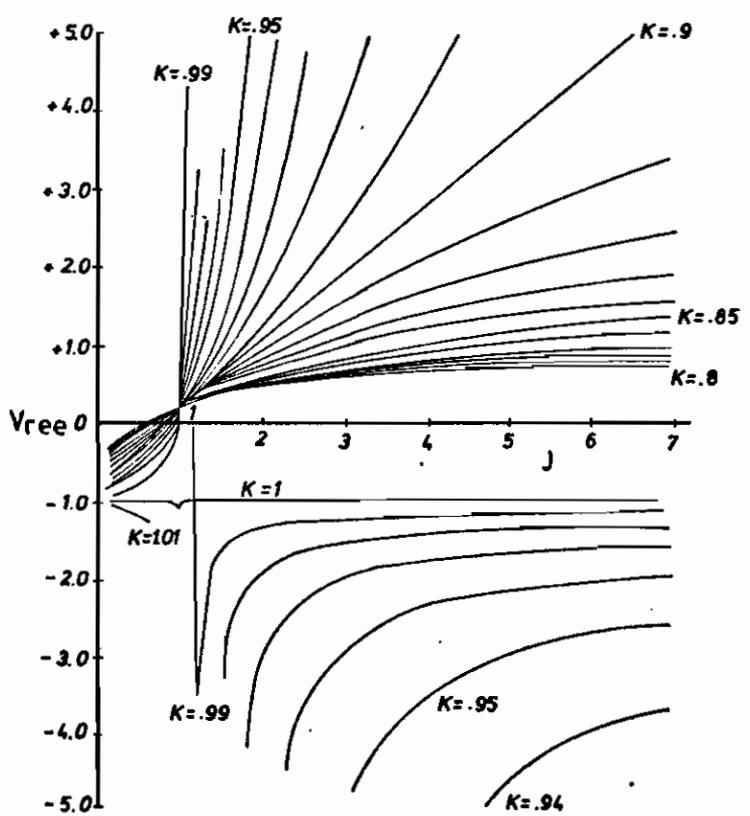


FIGURA 2.15 VOLTAJE DE RECUPERACION EN ESTADO ESTACIONARIO EN FUNCION DE K Y J. REACTORES EN PARALELO Y EN EL NEUTRO A CADA EXTREMO DE LA LINEA

Para  $k=1$  y  $J=1$ , se produce condiciones no deseables;  $k = 0.8$  y  $J = 0.7$ , el valor del voltaje de recuperación es cercano a cero, además se muestra que pequeñas variaciones de  $K$  y  $J$  no modificarán en mucho el voltaje de recuperación.

2.4.3.1.d. Reactor en un extremo solamente. Sin reactor al neutro. Esta condición no es deseable debido a la presencia de resonancia serie en el circuito. El otro extremo es inductivo, donde los reactores están conectados; el otro permanece capacitivo. El voltaje inducido en la fase abierta aparece a través de un circuito resonante serie, resultando una elevación substancial de voltaje.

2.4.3.1.a. Reactores en paralelo y al neutro, solamente al un extremo de la línea. Los resultados se muestran en la Fig.2.16.

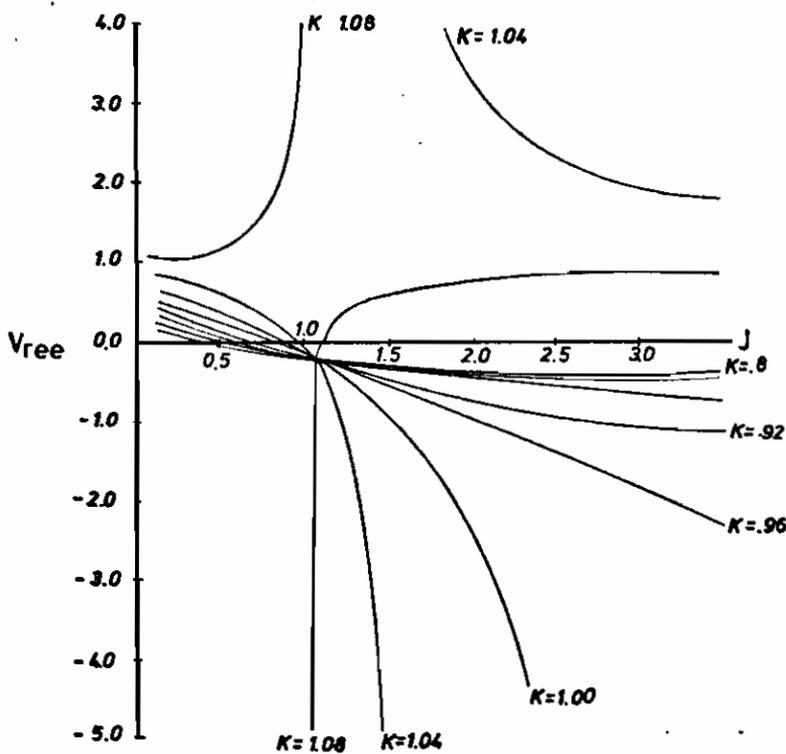


FIGURA 2.16 VOLTAJE DE RECUPERACION EN ESTADO ESTACIONARIO EN FUNCION DE J Y K. REACTORES EN PARALELO Y AL NEUTRO, SOLAMENTE AL UN EXTREMO DE LA LINEA

Se puede apreciar sobrevoltajes cuando  $K$  y  $J = 1$ . Un buen diseño presentaría los valores de  $K=0.8$  y  $J=0.53$ ; el voltaje de recuperación sería bajo y no mayormente afectado con pequeños cambios de  $J$  o  $K$ .

Se podría concluir que, es imposible analizar en forma general el efecto de la compensación en el voltaje de recuperación. Los valores encontrados se basan en características de una línea de transmisión de 320 Km. a 765 kV, pero el método de análisis usado puede ser aplicado para otras líneas.

De lo anotado anteriormente se puede concluir:

- 1.- En sistemas sin compensación de reactores, la maniobra de recierre monofásico puede resultar no práctica a causa del alto valor de la corriente secundaria.
- 2.- En sistemas con compensación en paralelo (sin reactor al neutro), la corriente de arco secundario puede ser de la misma magnitud que el de una línea no compensada. Si una maniobra monofásica es utilizada se debe tener cuidado para evitar un grado de compensación tal que origine excesivos valores del voltaje de recuperación en estado estacionario.
- 3.- En sistemas con reactores en paralelo y reactor auxiliar conectado al neutro, un ajuste adecuado de los valores permisibles del voltaje de recuperación en estado estacionario y de la corriente secundaria, presenta condiciones favorables para un recierre monofásico exitoso. Ajuste no adecuado de los reactores también origi



naría valores excesivos del voltaje de recuperación, el cual expondría al aislamiento del sistema.

Si reactores de compensación se concentran al un extremo de la línea, la probabilidad de sobrevoltajes se incrementa.

- 4.- Se analizó que teóricamente, en la representación de la línea con los parámetros concentrados, la compensación de las capacitancias a tierra por medio de reactores localizados a los dos extremos y con un valor adecuado de inductancias dará como resultado un valor cercano a cero de la corriente secundaria, sin importar la localización de la falla. En el caso real, el problema es más complejo: la compensación exacta no se puede esperar.

Compensación completa ( $K=1$  ,  $J=1$ ) localizada en un banco de reactores en un extremo de la línea permite la formación de un circuito resonante serie, lo que produce altos voltajes y altas corrientes en el conductor abierto. Por esta razón es mejor evitar compensación completa. Pero cuando el circuito no está compensado completamente la corriente secundaria de falla en el conductor abierto viene a ser función de la corriente en los otros conductores. Es evidente que la corriente secundaria de falla va a estar en función de la localización de la falla a lo largo del conductor.

#### 2.4.3.2.- TRANSPOSICION DE LA LINEA (18)

La transposición de la línea tiene la importancia

cia de balancear el acoplamiento entre fases y obtener simetría en los reactores de compensación para minimizar la corriente secundaria de arco y el voltaje de recuperación.

La ventaja de tener en una línea las capacitancias entre fases balanceadas es que éstas pueden ser compensadas con reactores de igual dimensión, disminuyendo la diversidad de reactores de repuesto. El método considerado para balancear una línea desbalanceada es por medio de una transposición completa de la línea.

En el presente análisis de una línea de 500 kV, el método considerado para balancear la línea desbalanceada es por medio de una transposición completa. Las condiciones son suficientemente típicas por lo que los resultados son de interés. (18).

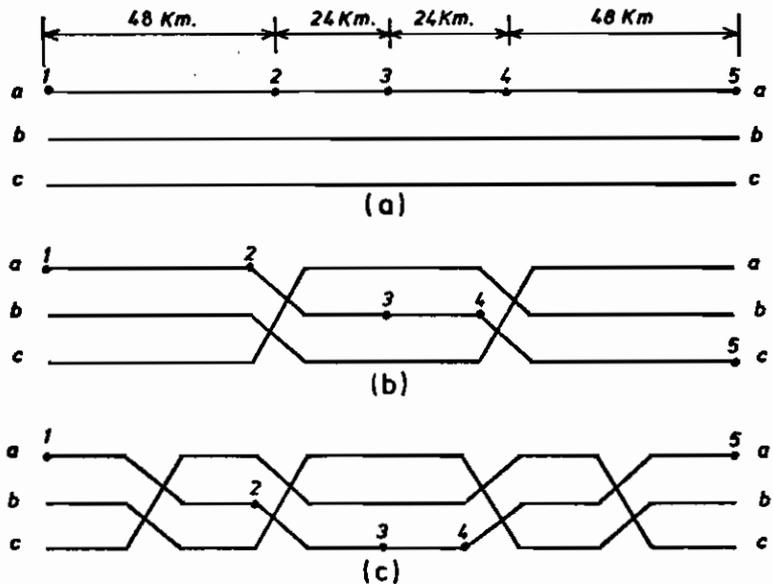


FIGURA 2.17 METODOS DE TRANSPOSICION Y PUNTOS DONDE LOS VOLTAJES DE RECUPERACION Y CORRIENTES SECUNDARIAS FUERON OBTENIDOS

La tabla II.4 muestra una comparación de la corriente secundaria y voltajes de recuperación para una línea transpuesta y no transpuesta, como se muestra en la Fig. 2.17 (a) y 2.17 (b). No está presente la compensación por medio de reactores en ningún caso.

TABLA II.4

EFECTO DE LA TRANSPOSICION DE LAS LINEAS EN LA CORRIENTE DE ARCO Y VOLTAJE DE RECUPERACION				
Posición de la línea ver fig.2.17	NO TRANSPUESTA		TRANSPUESTA	
	Voltaje de recuperación kV.rms	Corriente secundaria Amp.rms.	Voltaje de recuperación kV.rms.	Corriente secundaria Amp.rms.
1	68.3	41.1	50.7	33.0
2	38.0	24.3	27.2	17.5
3	26.8	17.1	18.0	11.5
4	19.8	12.7	20.2	13.3
5	30.6	19.8	42.1	27.3

La tabla II.5 muestra el efecto de compensación completa en la línea transpuesta según la fig.2.17 (b) utilizando tres localizaciones de reactores (sin reactor auxiliar). Nótese que con reactores a un extremo solamente o con reactores a cada extremo los voltajes a lo largo de la fase abierta son extremadamente altos, indicando efectos de resonancia.

La tabla II.6 muestra el efecto de transponer la línea según la fig. 2.17(c). Nótese que la distribución de voltajes a lo largo del conductor abierto es más aceptable que en el caso anterior. El grupo de reactores no incluyen reactor auxiliar.

La tabla II.7 muestra una homogénea distribución de

voltaje al compensar la línea en un valor muy - próximo al 100% de las capacitancias fase-tierra - por medio de reactores: tres principales y el auxiliar al neutro (ver fig. 2.12). La línea fue transpuesta completamente.

Se podría concluir que:

- 1.- El uso de reactores similares para suprimir la corriente secundaria de arco requiere de la transposición completa de la línea. Bancos de reactores a cada extremo de la línea o un banco de reactores en el medio de la línea - producen similar distribución del voltaje en el conductor abierto.
- 2.- Conforme la longitud de la línea, se incrementa, el voltaje de acoplamiento aumenta, requiriendo mayor grado de compensación para - reducir la corriente secundaria de arco a un nivel que puede extinguirse. Con compensación completa, 100%, pequeñas variaciones de los parámetros del reactor pueden producir problemas de resonancia.

T A B L A II.5

EFECTO DE COMPENSACION NOMINAL DE 100% EN LA CORRIENTE DE ARCO Y VOLTAJE DE RECUPERACION						
Posición en la línea (Fig.2.17)	Reactores en el extremo de envío		Reactores en la mitad de la línea		Reactores en cada extremo	
	Voltaje de recuperación	Corriente secundaria	kV de recuperación	Corriente secundaria	kV de recuperación	I secundaria.
1	1512	20.5	82.4	0.47	616	3.9
2	1504	19.8	67.3	0.39	621	3.9
3	1496	19.5	65.6	0.38	625	3.9
4	1485	19.2	67.7	0.39	629	3.9
5	1461	18.8	86.1	0.50	640	4.0

T A B L A II.6

EFECTO DE TRANSPOSICION ADICIONAL DE LA LINEA EN LA CORRIENTE DE ARCO Y VOLTAJE DE RECUPERACION				
Posición en la línea (Fig.2.17)	Reactores en cada extremo		Reactores en el Punto Medio	
	Voltaje de recuperación kV.rms.	Corriente secundaria Amp.rms.	Voltaje de recuperación kV.rms.	Corriente secundaria Amp.rms.
1	49.1	0.31	68.2	0.42
2	20.3	0.13	38.7	0.24
3	4.8	0.03	23.1	0.15
4	10.6	0.07	7.5	0.05
5	40.0	0.25	22.6	0.14

T A B L A II.7

EFECTO DE LA CORRIENTE SECUNDARIA Y EN EL VOLTAJE DE RECUPERACION AL COMPENSAR LA LINEA CASI 100% DE CAPACITANCIA ENTRE FASES Y 45% DE LA CAPACITANCIA FASE-TIERRA		
Posición en la línea , Fig. 2.17	Voltaje de recuperación kV,rms	Corriente secundaria Amp, Rms.
1	44.6	13.1
2	16.1	4.7
3	0.3	0.0
4	15.7	4.6
5	46.5	13.7

De lo expuesto en los temas precedentes, se deduce que la factibilidad y operación exitosa del Recierre monofásico a alta velocidad en líneas de transmisión depende fundamentalmente de la probabilidad de autoextinción del arco secundario durante el corto tiempo "muerto" del sistema.

Un tiempo "muerto" de larga duración, aportará poco o nada en beneficio del propósito que tiene la aplicación de maniobras monofásicas que es la de reducir los disturbios de un SEP o a mejorar las características de estabilidad del sistema.

Al despejar una falla fase-tierra mediante una maniobra monofásica no se logra extinguir el arco inmediatamente y por otro lado, la presencia de las otras dos fases del sistema produce un acoplamiento capacitivo e inductivo.

Como consecuencia de lo anterior, dos fenómenos adicionales tienen lugar:

- a) Por la trayectoria original de la falla, seguirá circulando una corriente denominada residual o secundaria; y,
- b) Un voltaje de recuperación aparece en la fase fallosa, cuando se ha logrado extinguir completamente el arco.

Como se demostró anteriormente, la corriente secundaria es proporcional a la longitud y al voltaje de la línea, situación que se presenta desfavorable para líneas de transmisión de alto voltaje, requiriéndose por



tanto, para la operación del recierre monofásico en las mencionadas líneas, suprimir la corriente secundaria - antes de realizarse el recierre.

Tres importantes métodos se han desarrollado para satisfacer esta necesidad:

1. Conexión de un capacitor adicional en los terminales de cada polo del disyuntor.
2. Resistores de freno a tierra.
3. Reactores en paralelo con la línea de transmisión.

Una neutralización del acoplamiento capacitivo se logra con los métodos 1 y 3, si bien el acoplamiento inductivo no es neutralizado completamente.

El método N° 2 posiblemente sea la mejor alternativa - cuando el acoplamiento mantiene el arco por un periodo de tiempo muy largo.

Es importante comparar los tres métodos en función del equipo adicional requerido para extinguir satisfactoriamente el arco.

Los dos primeros métodos utilizan equipos que funcionan sólo cuando existe condición de falla, y no en operación normal, por tanto se deduce que son alternativas costosas.

El uso de reactores, es una alternativa económicamente satisfactoria, basándose en el hecho de que los mismos pueden ser utilizados con propósitos de regulación de voltaje.

Los valores adecuados de las inductancias de los reactores proporcionan una reducción de la corriente secundaria y del voltaje de recuperación, influyendo también en esta reducción, la localización de estos reactores y la transposición de las líneas.

Por lo tanto, valores optimos de compensación, localización adecuada y transposición de la línea, determinan una aplicación correcta de reactores en un determinado sistema donde se requiera de la operación de recie rre monofásico.

## CAPITULO III

### PROGRAMA DIGITAL PARA ANALISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA

Los estudios de estabilidad transitoria proporcionan información relacionada a la capacidad de un SEP de mantenerse en sincronismo durante grandes perturbaciones como son pérdidas de generación o transmisión, cambios súbitos o sostenidos de carga o, fallas momentáneas. Específicamente, la información que se obtiene es de: cambios de voltaje, corriente, potencia, velocidad y torques de las máquinas, así como también variaciones de flujos de potencias durante e inmediatamente después de una perturbación.

El comportamiento de un SEP durante períodos transitorios se lo obtiene a partir de las ecuaciones de red y de las características de operación de las máquinas sincrónicas y éstas a través de ecuaciones diferenciales, que relacionan la parte eléctrica con la parte mecánica de las máquinas - motrices.

En los estudios de estabilidad transitoria, se deben realizar primero cálculos de flujo de potencias, para obtener las condiciones del SEP antes del disturbio o perturbación.

Un análisis de estabilidad transitoria se realiza combinando una resolución de las ecuaciones algébricas que describen la red con la resolución de las ecuaciones diferenciales. Las soluciones de las ecuaciones de la red guardan la identidad del sistema durante el período transitorio. El método "punto por punto" es usado para la resolución de las ecuaciones diferenciales.

Por lo expuesto, se hace necesario definir los componentes

de un SEP y la forma en que son representados, mediante modelos matemáticos para los estudios de estabilidad transitoria.

### 3.1. MODELACION DEL SISTEMA

Los componentes básicos de un SEP son: líneas de transmisión, transformadores, cargas y máquinas rotativas; cada uno de ellos tiene su representación matemática correspondiente, como se indica a continuación.

#### 3.1.1.- LINEAS DE TRANSMISION

Las líneas de transmisión, tanto aéreas como subterráneas, pueden ser representadas por un circuito equivalente II, que se indica en la Fig. 3.1.

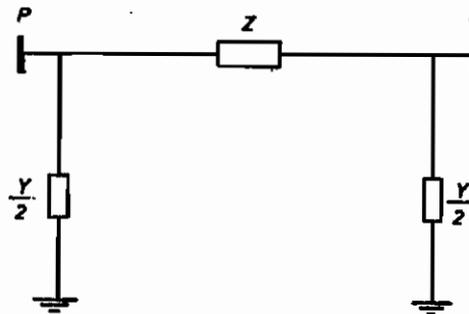


FIGURA 3.1. CIRCUITO PARA REPRESENTAR LINEAS DE TRANSMISION

En la Fig. 3.1. la rama serie es la impedancia serie  $Z$  por fase de la línea y consiste de resisten-

cia y de reactancia inductiva.

La admitancia en paralelo  $\frac{Y}{2}$  en cada lado del circuito es la mitad de la admitancia total de la línea a neutro.

Este modelo sirve tanto para líneas medianas y largas, ya que los parámetros  $Z$  y  $\frac{Y}{2}$  dependen de la longitud de la línea. (utilizando valores equivalentes)

Para líneas muy cortas, el modelo también es válido, por cuanto la admitancia en paralelo se desprecia y se mantendrá sólo la impedancia serie, correspondiente a la representación de las mencionadas líneas.

### 3.1.2.- TRANSFORMADORES

#### 3.1.2.a. TRANSFORMADORES DE DOS DEVANADOS

En este tipo de transformadores hay que considerar dos casos:

- 1) Sin intercambiar de taps. La representación es una impedancia serie compuesta de reactancia inductiva y resistencia, la cual generalmente se desprecia; la Fig. 3.2 muestra esta representación.

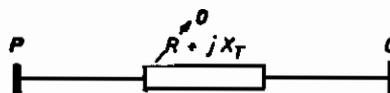


FIGURA 3.2 MODELO DE UN TRANSFORMADOR SIN TAPS

2) Con intercambios de taps (19). Estos pueden existir en uno o en los dos lados del transformador, pero para el presente trabajo se ha considerado la presencia de intercambiadores de taps sólo en el un lado del transformador.

El modelo correspondiente es el que se indica en la Fig. 3.3.

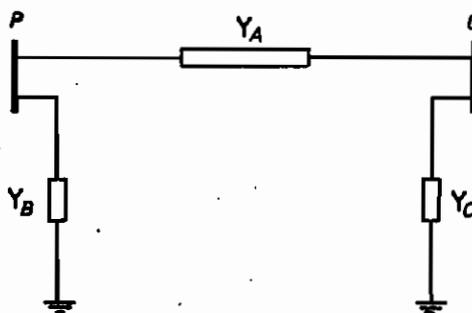


FIGURA 3,3 MODELO DE UN TRANSFORMADOR CON TAPS

Los valores de las admitancias  $Y_A$ ,  $Y_B$  y  $Y_C$  se calculan mediante las siguientes expresiones:

$$Y_A = Y/t \quad (3.1)$$

$$Y_B = \left(\frac{1-t}{t^2}\right)Y \quad (3.2)$$

$$Y_C = \left(\frac{1-t}{t}\right)Y \quad (3.3)$$

En estas igualdades, el valor de  $Y$  es el valor de la admitancia serie para la relación nominal y el factor  $t$  es la razón de la relación nominal ( $a_n$ )

a la relación no nominal ( $a$ ) del transformador, esto es:

$$t \triangleq \frac{an}{a} \quad (3.4)$$

### 3.1.2.b. TRANSFORMADORES DE TRES DEVANADOS (20)

Para este caso no se considera intercambiador de taps y además se desprecia la corriente de magnetización, por tanto, la forma de representar este tipo de transformadores es la correspondiente al circuito mostrado en la Fig. 3.4.

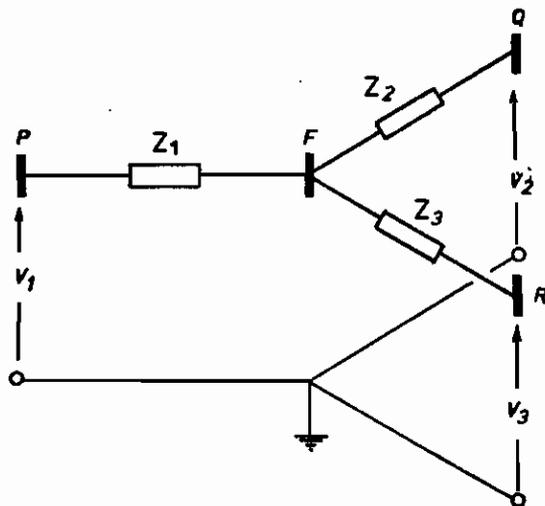


FIGURA 3.4. MODELO DE UN TRANSFORMADOR DE 3 DEVANADOS

Si se desprecia las resistencias de los devanados, se tiene:  $Z_1 = X_1$ ,  $Z_2 = X_2$  y  $Z_3 = X_3$

$$y \quad X_1 = \frac{1}{2} (X_{12} + X_{13} - X_{23}) \quad (3.5)$$

$$X_2 = \frac{1}{2} (X_{12} + X_{23} - X_{13}) \quad (3.6)$$

$$X_3 = \frac{1}{2} (X_{13} + X_{23} - X_{12}) \quad (3.7)$$

En donde:

$X_{12} = X_1 + X_2 =$  reactancia de cortocircuito entre -  
los bobinados 1 y 2 con 3 abierto.  
(3.8)

$X_{13} = X_2 + X_3 =$  reactancia de cortocircuito entre  
los bobinados de 2 y 3 con 1 abier-  
to.  
(3.9)

$X_{13} = X_1 + X_3 =$  reactancia de cortocircuito entre -  
los bobinados 1 y 3 con 2 abierto.  
(3.10)

### 3.1.3.- CARGAS

Para estudios de estabilidad, este componente funda-  
mental de un SEP puede ser representado de varias -  
maneras: por impedancias o admitancias estáticas co-  
nectadas a tierra, fuente de corriente constante a  
un determinado factor de potencia, fuente de poten-  
cia activa y reactiva constante o por una combina-  
ción de las formas mencionadas.

En el presente trabajo, las cargas se representarán  
por medio de admitancias constantes conectadas a -  
tierra.(21)

Los parámetros asociados con esta modelación se los  
calcula a partir de los valores de las cargas conec-  
tadas a las barras del SEP y a los voltajes de las  
mismas determinados en el estudio de flujo de poten-  
cias, realizado previo a la producción del distur-  
bio o falla en el sistema.

El valor de la admitancia estática  $Y_{po}$ , usada para



representar carga de una barra P del SEP en el período transitorio, se lo determina con la siguiente expresión:

$$(E_p - E_o) Y_{po} = I_{po} \quad (3.11)$$

donde:

$E_p$  = voltaje de barra calculado

$E_o$  = voltaje a tierra e igual a cero.

por tanto:

$$Y_{po} = \frac{I_{po}}{E_p}$$

Si se multiplica y divide el segundo miembro de la ecuación anterior por  $E_p^*$  y separando las componentes real e imaginaria se obtiene:

$$g_{po} = \frac{P_{Lp}}{e_p^2 + f_p^2} \quad (3.12)$$

$$b_{po} = \frac{Q_{Lp}}{e_p^2 + f_p^2} \quad (3.13)$$

de donde:

$$Y_{po} = g_{po} - jb_{po} \quad (3.14)$$

#### 3.1.4.- MAQUINAS SINCRONICAS

En los estudios de estabilidad transitoria, que particularmente implican períodos cortos de tiempo en el orden de 1 segundo o menos -, una máquina sincrónica

ca puede ser representada por una fuente de voltaje, atrás de la reactancia transitoria, que tiene magnitud constante pero cambia su posición angular. La ecuación 3.15, se aplica para encontrar el valor del voltaje atrás de la reactancia transitoria.

$$E' = E_t + r_a I_t + jX'd I_t \quad (3.15)$$

Donde:

$E'$  = voltaje atrás de la reactancia transitoria.

$E_t$  = voltaje terminal de la máquina.

$I_t$  = corriente terminal del generador.

$r_a$  = resistencia de armadura.

$X'd$  = reactancia transitoria.

El modelo matemático de la máquina sincrónica, usado para la solución de la red, y el correspondiente diagrama fasorial se muestra en la Fig. 3.5.

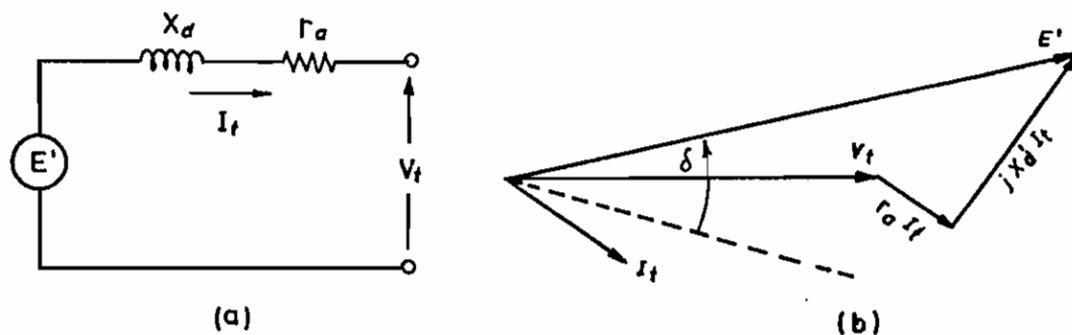


FIGURA 3.5 REPRESENTACION SIMPLIFICADA DE UNA MAQUINA SINCRONICA.

a) CIRCUITO EQUIVALENTE, b) DIAGRAMA FASORIAL

El modelo anterior se justifica por las siguientes razones:

- Se desprecia el efecto de la saliencia, sobre todo en sistemas de multimáquinas en las cuales - existe una impedancia externa al generador, mucho más grande que la reactancia transitoria del mismo.(22), lo cual hace que el efecto mencionado - tenga poca importancia y por tanto puede ser despreciado.
- Se asume que el flujo concatenado es constante.
- Sólo pequeños cambios en la velocidad son asumidos.
- El método de solución adoptado no presenta facilidades para poder realizar una representación más completa de la máquina sincrónica.

El modelo descrito, se relaciona sólo con el comportamiento eléctrico de la máquina sincrónica durante períodos transitorios.

Los desplazamientos de ángulo que se producen entre las máquinas de un SEP durante condiciones transitorias, se determina a partir de la ecuación de oscilación, la cual describe el movimiento del rotor y relaciona la parte eléctrica con la mecánica de las máquinas rotativas.

$$\frac{I d^2 \beta}{dt^2} + \frac{k}{P/2} \left( \frac{d\beta}{dt} - \omega_0 \right) = T_m - T_e \quad (3.16)$$

donde:

$I$  = momento de inercia ( $\frac{WR^2}{g}$ )

$\beta$  = posición del rotor =  $\omega_0 t + \delta + \frac{\pi}{2}$

$k$  = constante de amortiguamiento.

$p/2$  = número de pares de polos.

$T_m$  = torque mecánico

$T_e$  = torque eléctrico (este torque produce la energía que fluye en la red).

En esta ecuación no se han tomado en cuenta los torques que se producen en los bobinados de amortiguamiento.

Pero: 
$$\frac{d\beta}{dt} = \omega_0 + \frac{d\delta}{dt}$$

$$\frac{d^2\beta}{dt^2} = \frac{d^2\delta}{dt^2} \tag{3.17}$$

$\omega_0$  = velocidad angular nominal (sincrónica) y

$\omega$  = velocidad angular verdadera.

La ecuación 3.16 está en función del torque; pero debido a que para pequeñas desviaciones de velocidad la potencia y el torque son iguales en por unidad (p.u), y que  $\omega$  es muy cercana a  $\omega_0$  para estudios de estabilidad transitoria, lo cual significa asumir:

$$\frac{\omega}{\omega_0} \approx 1$$

La ecuación 3.16 se puede escribir en función de -

potencias de la siguiente forma:

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} + kD \frac{d\delta}{dt} = P_m - P_e \quad (3.18)$$

ecuación en la cual:

H = constante de inercia (energía cinética a la velocidad nominal  $\omega_0$  en  $\frac{KWs}{kVA}$ )

KD = coeficiente del torque de amortiguamiento.

P<sub>m</sub> = potencia mecánica aplicada al eje de la máquina motriz en p.u.

P<sub>e</sub> = Potencia eléctrica que entrega el generador al sistema.

El torque de amortiguamiento que interviene en la ecuación de oscilación, se debe a las características del conjunto turbina-alternador tales como: viscosidad y fricción de aire o refrigerante del generador y a las características torque-velocidad de la turbina.

El coeficiente KD, tiene valores comprendidos entre 1 y 1.5 (22).

La potencia mecánica generalmente se considera constante, si no se toma en cuenta la acción del gobernador de velocidad de la máquina, que tiene un tiempo de respuesta, en la mayoría de los casos mayor que 1 segundo.

El modelo descrito, incluye la acción del gobernador de velocidad en su forma más sencilla, correspondiente a una función lineal del tiempo, co

mo se muestra en la Fig. 3.6.

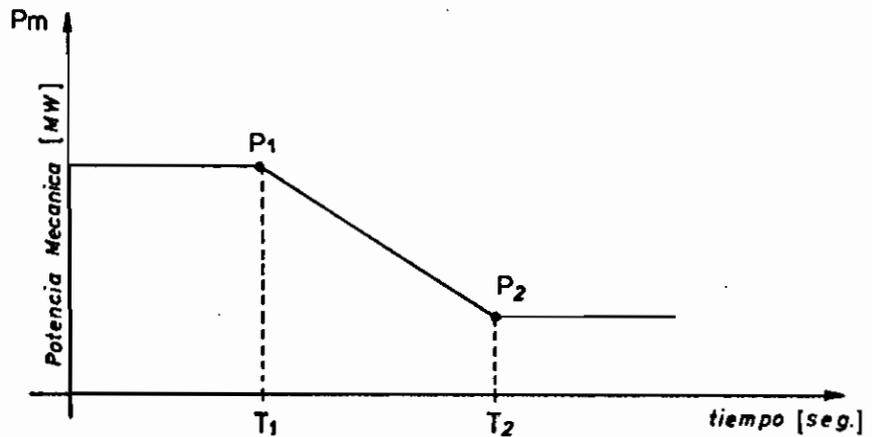


FIGURA 3.6 CARACTERISTICAS DE FUNCIONAMIENTO DEL REGULADOR DE VELOCIDAD

$t_1$  = retardo de tiempo, antes de iniciar la acción del regulador de velocidad.

$t_2$  = tiempo durante el cual actúa el regulador de velocidad y en el cual la potencia mecánica - decrece del valor inicial  $P_1$  a un valor mínimo  $P_2$ .

$P_1$  = Potencia mecánica inicial con la cual comienza a actuar el gobernador de velocidad.

$P_2$  = Potencia mecánica mínima de la turbina, después que ha funcionado el regulador de velocidad.

### 3.2.- MODELACION DE FALLAS

En los estudios de estabilidad transitoria es importante conocer como es modificada la matriz de

admitancias o impedancias de barra para reflejar - los cambios en la representación de la red durante los períodos transitorios.

Por tanto, cada condición de existencia o despeje de un disturbio o falla tendrá una matriz diferente de admitancias o impedancias de barra.

El análisis de las componentes simétricas es sumamente valioso para el propósito enunciado.

Una red trifásica, para propósitos de análisis, puede ser reemplazada por tres redes ficticias monofásicas que son: red de secuencia positiva, red de secuencia negativa y red de secuencia cero; en cada una de estas redes existen corrientes y voltajes de secuencia positiva-negativa y cero respectivamente.

Las redes de secuencia, presentan las siguientes particularidades: (20)

- Ordinariamente no se generan fuerzas electromotrices de secuencia negativa y cero.
- La impedancia de secuencia negativa de máquinas rotativas es diferente de la de secuencia positiva.
- El desplazamiento de ángulo en banco de transformadores para secuencia negativa es de signo opuesto al de secuencia positiva.
- La impedancia de secuencia cero de líneas de transmisión es de mayor valor que la de secuencia positiva.

tiva y negativa.

- El circuito equivalente para transformadores es diferente.

Entonces, por medio de las componentes simétricas y redes de secuencia, se puede representar cualquier condición de desbalance en la red.

Cualquier tipo de desbalance en un punto dado de la red se denomina falla, y esta puede ser simétrica o asimétrica.

Es necesario distinguir entre fallas "paralelo" y fallas "serie" las primeras son fallas entre fases o entre fases y neutro y las segundas es un desbalance en las impedancias de línea, y no involucra al neutro o tierra del sistema, por tanto no existirá ninguna interconexión entre fases.

El objetivo del análisis de fallas, es establecer exactamente como se relacionan o como se interconectan las redes de secuencia para las diferentes clases o situaciones de falla. Con este propósito, se establece el siguiente procedimiento.(23)

- 1) Trazar un diagrama de la red en el punto de falla, que indique todas las conexiones de las fases al punto de falla, direcciones y polaridades asumidas para corrientes y voltajes, e impedancias involucradas. Se debe asumir que un sistema "normal" que consiste sólo de impedancias balanceadas está conectado en el punto de falla y que el equivalente Thevenin en este punto se conoce.



Los voltajes de falla se definen como caídas de tensión desde la línea a tierra en el punto de falla; y que las corrientes fluyen del sistema hacia la falla.

- 2) Definir las condiciones del circuito, relacionando las corrientes y voltajes conocidos para el tipo de falla bajo consideración.
- 3) Transformar las corrientes y/o voltajes definidos en el numeral 2, del sistema de coordenadas de fase a-b-c al sistema de coordenadas simétricas 0-1-2, mediante el uso de las matrices de transformación.
- 4) Examinar las corrientes de secuencia para determinar la conexión propia de los terminales de las redes de secuencia satisfaciendo el numeral 3.
- 5) Examinar los voltajes de secuencia, para determinar las conexiones de los terminales de las redes de secuencia que no se determinaron en 4, añadiendo impedancias como se requieran para satisfacer los numerales 3 y 4.

### 3.2.1.- FALLAS "PARALELO"

Las fallas "paralelo" son un género de fallas importante e incluye varias clases de cortocircuito, así como también cargas desbalanceadas.

En este trabajo, se analizará la falla fase - tierra (F-L-T), por cuanto es la más común en los SEP y la

falla trifásica ( $3\phi$ ) que generalmente es la más severa.

### 3.2.1.a. FALLA TRIFASICA ( $3\phi$ )

Esta falla es importante por varias razones: es a menudo la falla más severa\*, y es la más simple de resolver analíticamente y con frecuencia se asume - que los otros tipos de falla, si no se despejan rápidamente se convertirán en una falla  $3\phi$ .

De acuerdo al procedimiento establecido, se tiene:

#### 1.- DIAGRAMA DEL CIRCUITO:

Las conexiones para la falla  $3\phi$  se muestra en la figura 3.7., con impedancias individuales  $Z_f$  por fase y una impedancia de neutro a tierra  $Z_g$ .

#### 2.- CONDICIONES DEL CIRCUITO:

$$V_a = Z_f I_a + Z_g (I_a + I_b + I_c) \quad (3.19)$$

$$V_b = Z_f I_b + Z_g (I_a + I_b + I_c) \quad (3.20)$$

$$V_c = Z_f I_c + Z_g (I_a + I_b + I_c) \quad (3.21)$$

\* La falla fase-tierra es más severa cuando; sucede una falla en generadores que tienen su neutro solidamente puesto a tierra o a través de impedancias de bajo valor; y, en el lado Y - puesto a tierra de un banco de transformadores  $\Delta$ -Y aterrados -

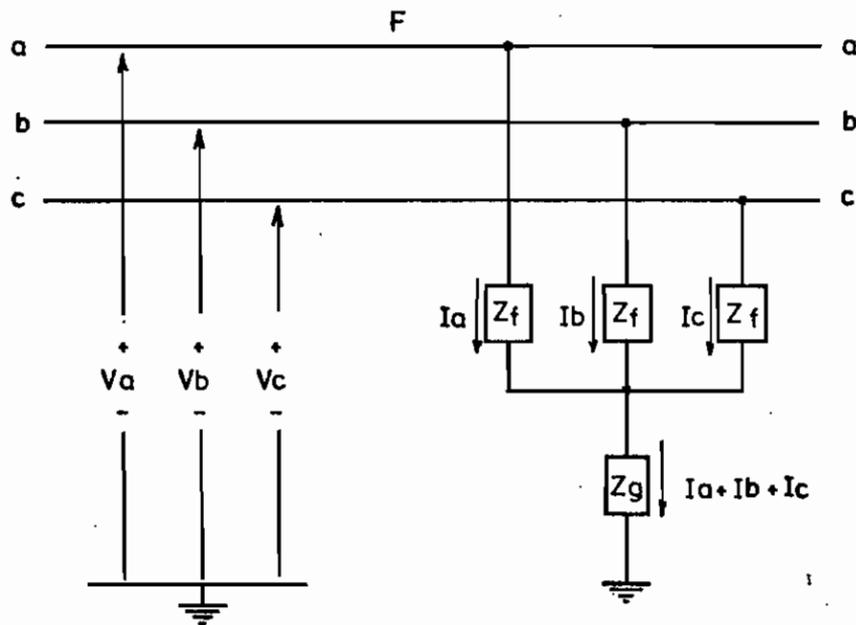


FIGURA 3.7 DIAGRAMA DE UNA FALLA 3φ EN F

3.- TRANSFORMACIONES:

$$I_a + I_b + I_c = \frac{3}{h} I_{a0}$$

Las ecuaciones (3.19) a (3.21) en términos de las componentes simétricas de la fase a y además introduciendo la ecuación (3.22) en dichas ecuaciones, son:

$$V_a = \frac{1}{h} (V_{a0} + V_{a1} + V_{a2}) = \frac{1}{h} Z_f (I_{a0} + I_{a1} + I_{a2}) + \frac{3}{h} Z_g I_{a0} \quad (3.23)$$

$$V_b = \frac{1}{h} (V_{ao} + a^2 V_{a1} + a V_{a2}) = \frac{1}{h} Z_f (I_{ao} + a^2 I_{a1} + a I_{a2}) + \frac{3}{h} Z_g I_{ao} \quad (3.24)$$

$$V_c = \frac{1}{h} (V_{ao} + a V_{a1} + a^2 V_{a2}) = \frac{1}{h} Z_f (I_{ao} + a I_{a1} + a^2 I_{a2}) + \frac{3}{h} Z_g I_{ao} \quad (3.25)$$

Si se resta (3.25) de (3.24) se obtiene  $V_{bc}$

$$V_{bc} = V_b - V_c = [(a^2 - a)V_{a1} + (a - a^2)V_{a2}] = Z_f [(a^2 - a)I_{a1} + (a - a^2)I_{a2}] \quad (3.26)$$

pero  $a^2 - a = -j\sqrt{3}$ , por tanto:

$$V_{bc} = -j\sqrt{3} V_{a1} + j\sqrt{3} V_{a2} = Z_f [-j\sqrt{3} I_{a1} + j\sqrt{3} I_{a2}]$$

$$V_{a1} - V_{a2} = Z_f (I_{a1} - I_{a2})$$

Agrupando términos convenientemente se tiene:

$$V_{a1} - Z_f I_{a1} = V_{a2} - Z_f I_{a2} \quad (3.27)$$

Sumando las ecuaciones (3.23) y (3.24) y como:

$1 + a^2 = -a$  y  $1 + a = -a^2$ , se obtiene:

$$V_a + V_b = 2V_{ao} - aV_{a1} - a^2V_{a2} = Z_f (2I_{ao} - aI_{a1} - a^2I_{a2}) + 6 Z_g I_{ao}$$

Reordenando y realizando las operaciones respectivas se tiene:

$$2(V_{ao} - Z_f I_{ao} - 3Z_g I_{ao}) = a(V_{a1} - Z_f I_{a1}) + a^2(V_{a2} - Z_f I_{a2}) \quad (3.28)$$

En función de la ecuación (3.27), la ecuación (3.28) se simplifica a:

$$2(V_{ao} - Z_f I_{ao} - 3Z_g I_{ao}) = (a^2 + a)(V_{a1} - Z_f I_{a1}) \quad (3.29)$$

pero  $a + a^2 = -1$ , la ecuación (3.29) se transforma en:

$$2(V_{ao} - Z_f I_{ao} - 3Z_g I_{ao}) = -(V_{a1} - Z_f I_{a1}) \quad (3.30)$$

De sumar las ecuaciones 3.24 y 2.25 y con  $a + a^2 = -1$ , se obtiene:

$$V_b + V_c = 2V_{ao} - V_{a1} - V_{a2} = Z_f(2I_{ao} - I_{a1} - I_{a2}) + 6Z_g I_{ao} \quad (3.31)$$

reordenando, se tiene:

$$2(V_{ao} - Z_f I_{ao} - 3Z_g I_{ao}) (V_{a1} - Z_f I_{a1}) + (V_{a2} - Z_f I_{a2}) \quad (3.32)$$

Utilizando nuevamente la ecuación (3.27) se tiene:

$$V_{ao} - Z_f I_{ao} - 3Z_g I_{ao} = V_{a1} - Z_f I_{a1} \quad (3.33)$$

#### 4.- CORRIENTES DE SECUENCIA:

Para esta falla no existen ecuaciones para corrientes de secuencia.

#### 5.- VOLTAJES DE SECUENCIA:

De las ecuaciones (3.27) y (3.33) se deduce que ca da red de secuencia en serie con impedancias  $Z_f + 3Z_g$ ,  $Z_f$  y  $Z_f$  para la red de secuencia cero, positiva o negativamente respectivamente, están en paralelo co mo se muestra a continuación en la figura (3.8)

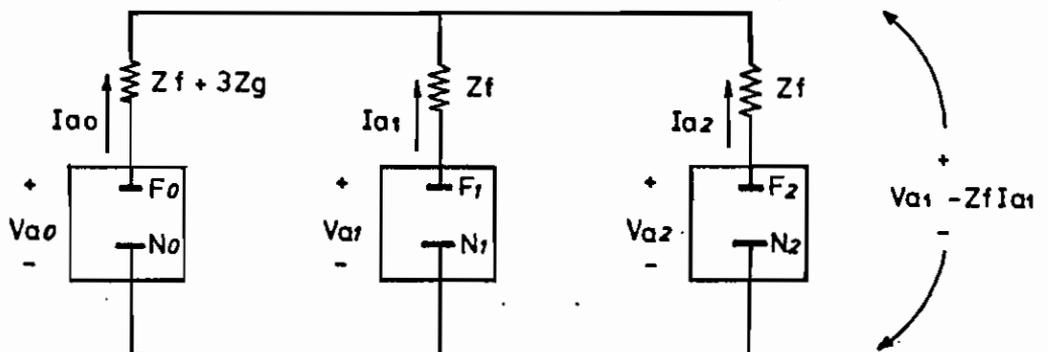


FIGURA 3.8 CONEXION DE LAS REDES DE SECUENCIA PARA FALLA 3φ

Sin embargo, si se analiza las ecuaciones (3.30) y (3.31):

$$V_{a1} - Z_f I_{a1} = -2(V_{a0} - Z_f I_{a0} - 3Z_g I_{a0})$$

$$V_{a1} - Z_f I_{a1} = V_{a0} - Z_f I_{a0} - 3Z_g I_{a0}$$

Se observa una contradicción.- Obviamente, estas ecuaciones pueden ser satisfechas simultaneamente, solamente si  $I_{a0} = 0$  y  $V_{a0} = 0$ , lo cual implica que la ecuación (3.26), también sea igual a cero:

$$V_{a1} - Z_f I_{a1} = V_{a2} - Z_f I_{a2} = 0$$

Si se cortocircuita separadamente la red de secuencia negativa,  $I_{a2} = 0$  y  $V_{a2} = 0$ .

Por tanto, las conexiones de las redes de secuencia son las que se indica en la Figura 3.9.

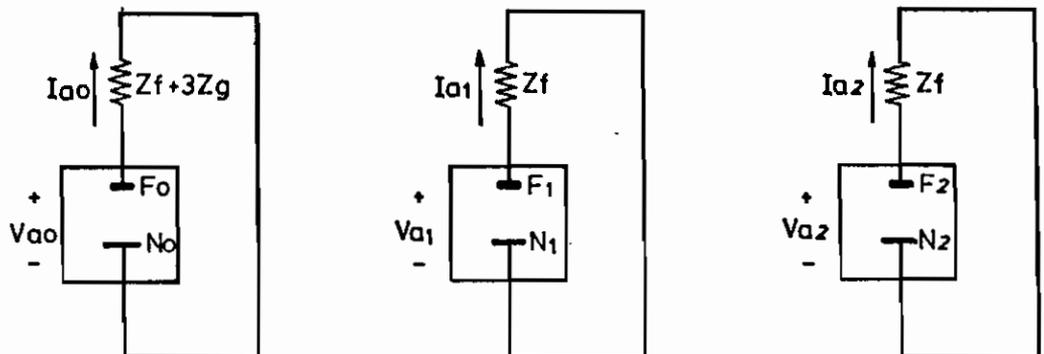


FIGURA 3.9 CONEXION CORRECTA DE LAS REDES DE SECUENCIA PARA FALLA  $3\phi$

Los resultados de la figura (3.9) podrían haber sido obtenidos por inspección de la figura (3.7). Por cuanto la impedancia  $Z_f$  y los voltajes aplicados son balanceados, obviamente las corrientes serán balan

ceadas, luego:

$$\frac{3}{h} I_{a0} = I_a + I_b + I_c = 0$$

Además, en razón de que las corrientes son balanceadas.

$$I_{012} = \frac{h}{3} \begin{vmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{vmatrix} \begin{vmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 0 \\ I_{a1} \\ 0 \end{vmatrix}$$

o:  $I_{a1} = hI_a$  ;  $I_{a2} = I_{a0} = 0$

La modulación correspondiente a este tipo de falla, y considerando que la impedancia de falla  $Z_f = 0$ , se la hace de tal manera que la matriz de admitancias de barra sea calculada con voltaje igual a cero en la barra o punto con fallas del SEP.

### 3.2.1.b FALLA FASE-TIERRA (F-L-T)

De acuerdo con los pasos adoptados a seguirse se tiene:

#### 1.- DIAGRAMA DEL CIRCUITO:

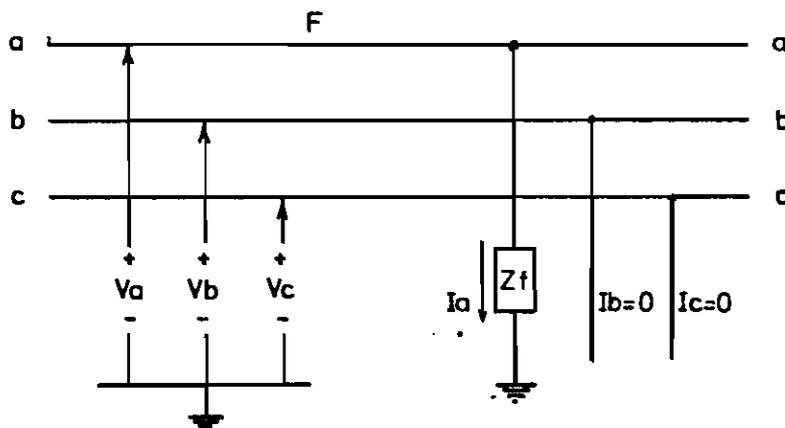


FIGURA 3.10 DIAGRAMA DE UNA FALLA FASE-TIERRA (F-L-T)

2.- CONDICIONES DEL CIRCUITO:

$$I_b = I_c = 0$$

(3.34)

$$V_a = Z_f \cdot I_a$$

3.- TRANSFORMACIONES:

$$[I_{0,1,2}] = [A]^{-1} [I_{abc}]$$

donde:

$I_{0,1,2}$  = vector de corrientes en coordenadas 0,1,2.

$A^{-1}$  = inversa de la matriz de transformación.

$I_{a,b,c}$  = vector de corrientes en coordenadas a,b,c.

$$\begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} = \frac{h}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \frac{h}{3} I_a \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} \quad (3.35)$$

la expresión (3.30) indica que todas las corrientes de secuencia son iguales.

De la ecuación 3.19, el valor del voltaje  $V_a$ , queda determinado por:

$$V_a = Z_f \cdot I_a = \frac{\sqrt{3}}{h} Z_f \cdot I_{a1}$$

En coordenadas 0,1,2, y si  $h=1(20)$  este voltaje  $V_a$ , se puede escribir como:

$$V_{a1} + V_{a2} + V_{a0} = 3Z_f \cdot I_{a1} \quad (3.36)$$



#### 4.- CORRIENTES DE SECUENCIA

Como se indico anteriormente, las corrientes de secuencia son iguales, lo que implica que las redes de secuencia se deben conectar en serie, como se muestra en la figura 3.11.

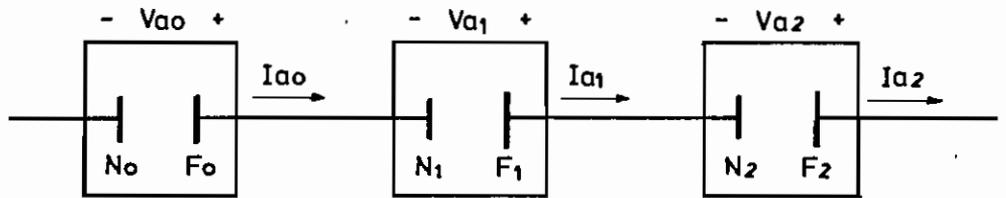


FIGURA 3.11 CONEXION PARCIAL DE LAS REDES DE SECUENCIA, ESPECIFICADA POR LAS ECUACIONES DE CORRIENTES.

5.- En la ecuación (3.36) se puede observar que los voltajes de secuencia se suman a  $3Z_f I_{a1}$ , lo cual indica que hay que añadir una impedancia externa a la figura 3.11, quedando el circuito completo como se indica a continuación en la figura 3.12.

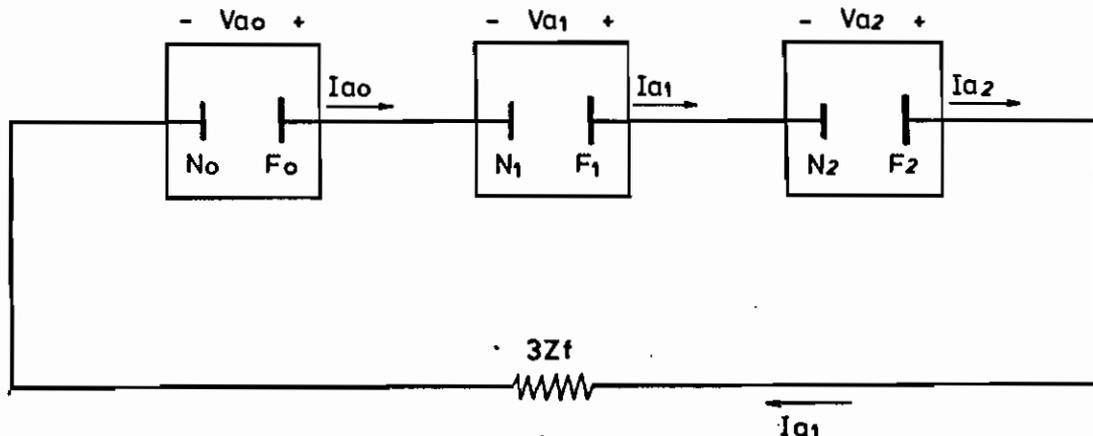


FIGURA 3.12 CONEXION DE LAS REDES DE SECUENCIA PARA FALLA FA SE-TIERRA

A partir del circuito anterior, se puede computar - las corrientes de secuencia de la siguiente forma:

$$I_{a0} = I_{a1} = I_{a2} = \frac{V_f}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z_f} \quad (3.37)$$

La expresión (3.22) es general, presentandose un ca so particular cuando  $Z_f = 0$ , que corresponde a un cortocircuito sólido fase-tierra; la expresión de las corrientes para el caso mencionado queda:

$$I_{a0} = I_{a1} = I_a = \frac{V_f}{Z_1 + Z_2 + Z_0} \quad (3.38)$$

Para estudios de estabilidad transitoria, la red de secuencia positiva tiene más importancia que las re des de secuencia negativa y cero, que tienen interés secundario en razón de que la potencia generada por una máquina sincrónica y las potencias de sincronización entre ellas, son potencias de secuencia posi tiva y esto se debe a que las fuerzas electromotrices internas de las máquinas sincrónicas trifásicas son normalmente simétricas y equilibradas y por lo tanto solo contienen componentes de secuencia posi tiva; y además, no existe potencia afectiva resultan te al combinar voltajes y corrientes de secuencias diferentes.

Por lo expuesto anteriormente, una falla cualquiera, se puede representar mediante una impedancia  $Z'_f$  co nectada en paralelo con los terminales de la red de secuencia positiva. El valor de  $Z'_f$  depende del ti po de cortocircuito y de las impedancias de las re des de secuencia negativa y cero vistas desde sus terminales.

Para el caso particular de la Falla fase-tierra que

se analiza el valor de  $Z'f$ , se encuentra analizando las siguientes ecuaciones deducidas del gráfico 3.12 considerando  $Z_f = 0$ , y que son:

$$V_{a0} = -Z_0 I_{a0} \quad (3.39)$$

$$V_{a2} = -Z_2 I_{a2} \quad (3.40)$$

$$V_{a0} + V_{a1} + V_{a2} = 0 \quad (3.41)$$

Reemplazando (3.39) y (3.40) en la (3.41), se tiene:

$$-Z_0 I_{a0} + V_{a1} - Z_2 I_{a2} = 0 \quad (3.42)$$

$$V_{a1} = Z_0 I_{a0} + Z_2 I_{a2} \quad (3.43)$$

Pero  $I_{a1} = I_{a2} = I_{a0}$ , por tanto:

$$V_{a1} = (Z_0 + Z_2) I_{a1} \quad (3.44)$$

$$V_{a1} = Z'f I_{a1} \quad (3.45)$$

$$Z'f = Z_2 + Z_0 \quad (3.46)$$

donde:

$Z'f$  = impedancia paralelo de falla.

$Z_2$  = impedancia vista desde el terminal de falla para la red de secuencia negativa.

$Z_0$  = impedancia vista desde el terminal de falla para la red de secuencia cero.

El diagrama respectivo, se muestra en la figura 3.13

Para el programa digital, por tanto, la falla fase tierra se modela introduciendo como dato el valor -

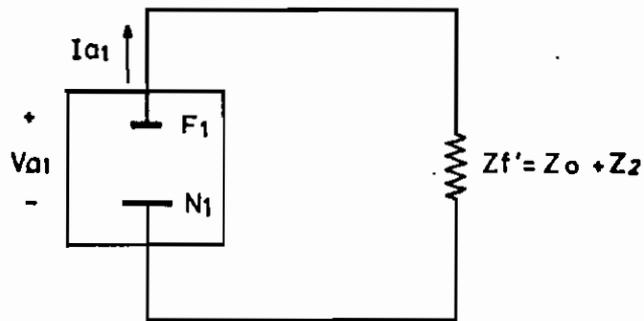


FIGURA 3.13 CIRCUITO SIMPLIFICADO PARA REPRESENTAR FALLA FASE-TIERRA

de  $Z'_f$ , que es la combinación serie de las impedancias equivalentes de las redes de secuencia cero y negativa de tal manera que modifique la matriz de admitancias de barra.

Siguiendo un proceso similar al anterior se puede encontrar los diagramas de conexión de las redes de secuencia para los distintos cortocircuitos. En el gráfico 3.14, se indican los respectivos circuitos para representar los diferentes tipos de fallas "paralelo". Los valores de la impedancia de falla  $Z'_f$  se hallan en la tabla 3.I.

### 3.2.2.- FALLAS "SERIE"

Este tipo de fallas se originan al operar un disyuntor o los fusibles de protección o cuando por agentes exteriores se ha roto una línea de transmisión. No se analizará el caso último si la línea a más de sufrir la avería indicada, se pone a tierra, por cuanto esta falla es de las llamadas fallas múltiples.

Para propósito de análisis se considera el caso de la Fig. 3.15. Con el proceso similar al seguido para las fallas.

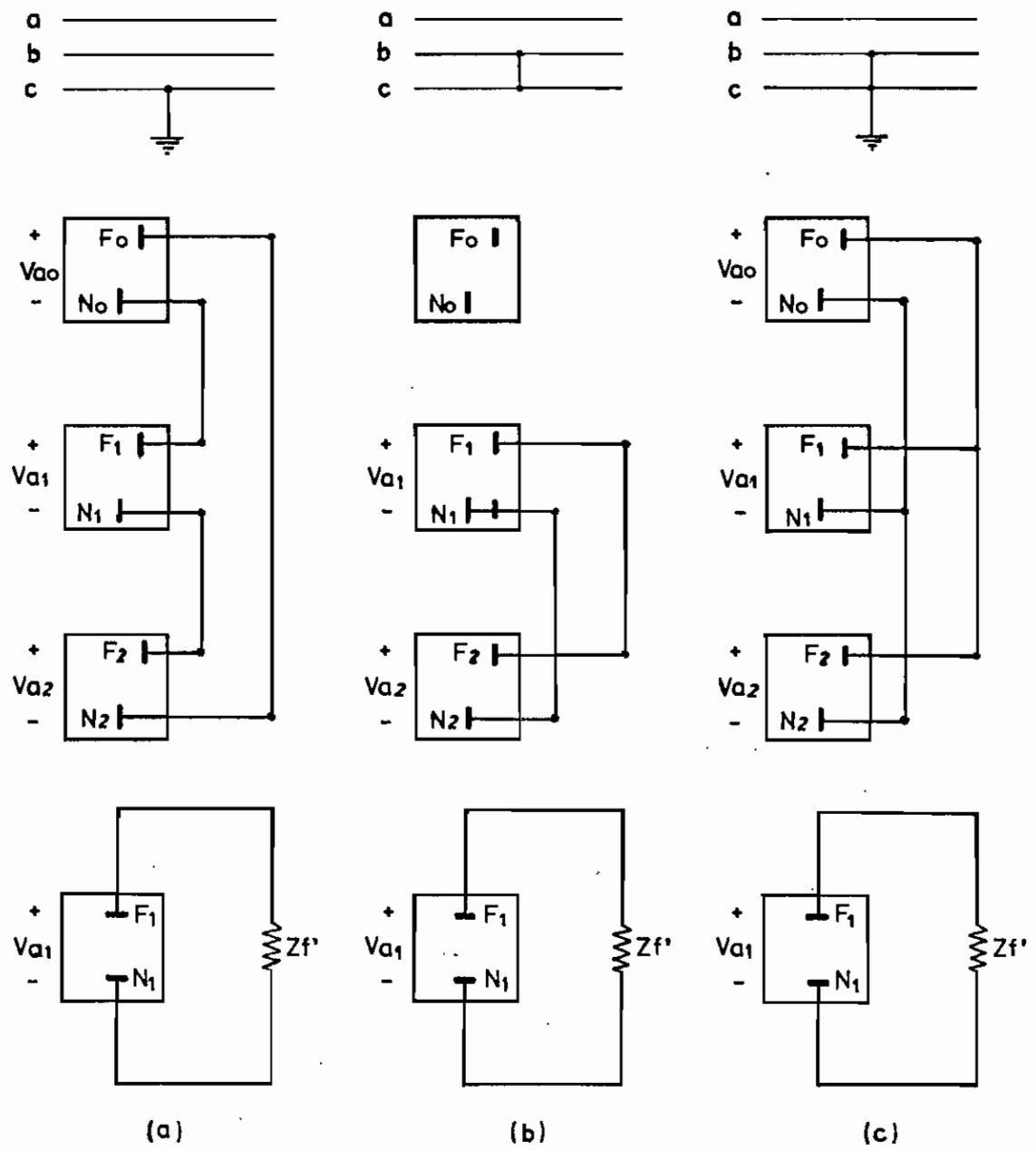


FIGURA 3.14 MODELACION DE CORTOCIRCUITOS  
 a) fase-tierra b) bifásico aislado c) bifásico a tierra.

TABLA 3.1 VALORES  $Z'f$  PARA FALLAS PARALELO

TIPO DE FALLA	VALOR DE $Zf$
MONOFASICO A TIERRA	$Z_0 + Z_2$
BIFASICO AISLADO	$Z_2$
BIFASICO A TIERRA	$Z_0 Z_2 / (Z_0 + Z_2)$
TRIFASICO	0

"paralelo", se tiene:

1.- DIAGRAMA DEL CIRCUITO:  $Z_a \neq Z_b$

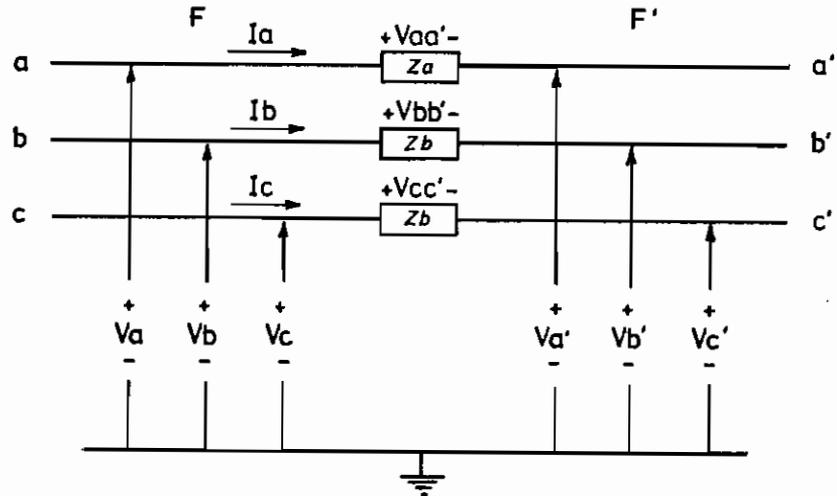


FIGURA 3.15 CIRCUITO PARA IMPEDANCIAS SERIE DESIGUALES EN F - F'

2.- CONDICIONES DE LA RED:

$$\begin{bmatrix} V_{aa'} \\ V_{bb'} \\ V_{cc'} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} V_{a'} \\ V_{b'} \\ V_{c'} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_a & 0 & 0 \\ 0 & Z_b & 0 \\ 0 & 0 & Z_b \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (3.47)$$

$$[V_{abc}] - [V_{a'b'c'}] = [Z_{abc}] [I_{abc}] \quad (3.48)$$

3.- TRANSFORMACIONES:

Transformando la ecuación (3.47) del sistema de coordenadas abc al sistema de coordenadas 0,1,2, se tiene:

$$[V_{aa'012}] = [V_a012] - [V_{a'}012] = [Z012][I012] \quad (3.49)$$

donde:

$$Z_{012} = A^{-1} Z_{abc} A \quad (3.50)$$

A = Matriz de transformación.

Realizando las respectivas operaciones matriciales, se obtiene:

$$Z_{012} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} Z_a+2Z_b & Z_a-Z_b & Z_a-Z_b \\ Z_a-Z_b & Z_a+2Z_b & Z_a-Z_b \\ Z_a-Z_b & Z_a-Z_b & Z_a+2Z_b \end{bmatrix} \quad (3.51)$$

#### 4.- CORRIENTES SECUENCIALES:

No existen ecuaciones para corrientes de secuencia.

#### 5.- VOLTAJES DE SECUENCIA:

Por no existir ecuaciones de corriente secuenciales las conexiones serán determinadas completamente a partir de la ecuación 3.49, así.

$$V_{aa'0} - V_{aa'1} = Z_b (I_{a0} - I_{a1})$$

$$o \quad V_{aa'0} - Z_b I_{a0} = V_{aa'1} - Z_b I_{a1} \quad (3.52)$$

$$y \quad V_{aa'1} - V_{aa'2} = Z_b (I_{a1} - I_{a2})$$

$$o \quad V_{aa'1} - Z_b I_{a1} = V_{aa'2} - Z_b I_{a2} \quad (3.53)$$

Comparando (3.52) y (3.53) se concluye que:

$$V_{aa'0} - Z_b I_{a0} = V_{aa'1} - Z_b I_{a1} = V_{aa'2} - Z_b I_{a2} \quad (3.54)$$

Por otro lado:

$$V_{aa'o} + V_{aa'1} = \frac{1}{3} (2Z_a + Z_b)(I_{a0} + I_{a1}) + \frac{2}{3} (Z_a - Z_b)I_{a2} \quad (3.55)$$

La ecuación (3.54), el valor de  $V_{aa'}$  en la ecuación 3.55, se tiene:

$$V_{aa'1} - Z_b I_{a1} = \frac{1}{3} (Z_a - Z_b) (I_{a0} + I_{a1} + I_{a2}) \quad (3.56)$$

De las ecuaciones (3.55) y (3.56) se deduce que las redes de secuencia deben conectarse de acuerdo a la figura 3.16.

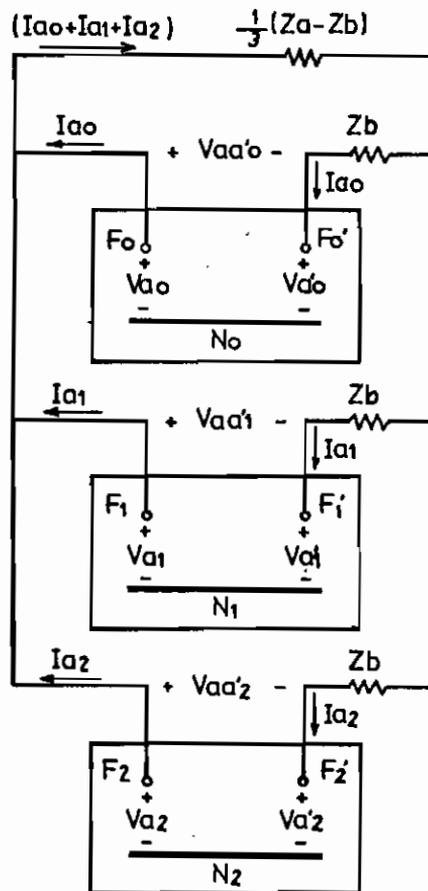


FIGURA 3.16 CONEXION DE LAS REDES DE SECUENCIA PARA IMPEDANCIAS DIFERENTES EN EL PUNTO DE FALLA FF'



3.2.2.a. UN CONDUCTOR ABIERTO DE UNA LINEA DE TRANSMISION

Esta falla se presenta principalmente al ocurrir una maniobra monofásica, es decir, cuando por incidencia de una falla a tierra de una fase sea en una barra o en una línea de un SEP, se despeja dicha falla, mediante el accionamiento del disyuntor o disyuntores capaces de realizar dicha maniobra.

Esta condición del SEP que se presenta por lo expuesto anteriormente, es un caso particular del caso propuesto para fallas "serie" con la variación siguiente:

$$Z_a = \infty$$

y

$$Z_b = 0$$

por lo tanto, las conexiones de las redes de secuencia, - son las indicadas en la Fig. 3.17.

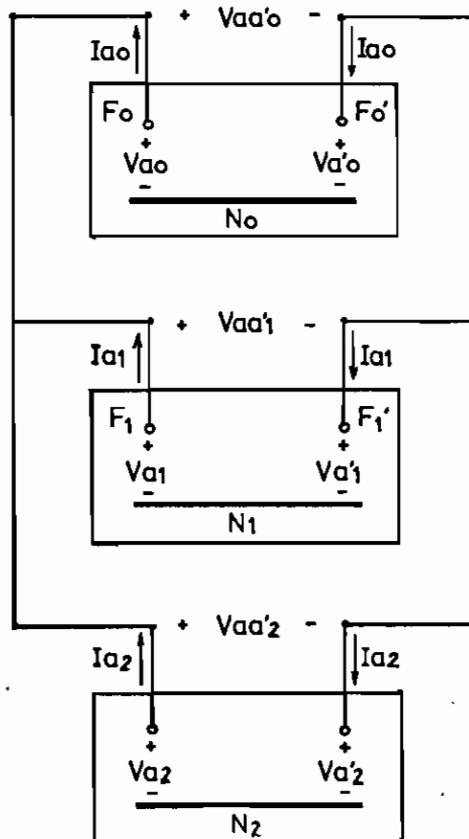


FIGURA 3.17 CONEXION DE LAS REDES DE SECUENCIA PARA UN CONDUCTOR ABIERTO.

Para la modelación correspondiente en el estudio de estabilidad, y considerando el análisis que se hace para la falla fase-tierra, es decir, que sólo se representa la red de secuencia positiva, y las otras dos redes intervienen como una impedancia equivalente  $Z'f$ , el circuito que representa este tipo de falla es el de la figura 3.18.

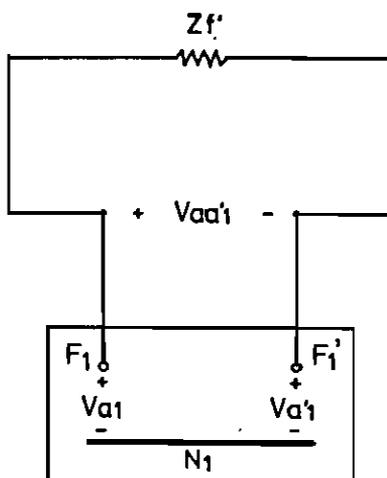


FIGURA 3.18 MODELO PARA REPRESENTAR RECIERRE MONOFÁSICO EN LINEAS DE TRANSMISIÓN

El valor de  $Z'f$  para este caso se lo encuentra, analizándolo el circuito de la figura 3.17.

$$Z'f = \frac{Z_0 Z_2}{Z_0 + Z_0} \quad (3.57)$$

En conclusión, la condición del sistema al despejar una falla monofásica, es representada mediante la adición en serie, en los terminales respectivos de la red de secuencia positiva de una impedancia equivalente al paralelo de las redes de secuencia negativa y cero.

Esta impedancia serie entrará como dato y modificará

a la matriz de admitancias de barra utilizada para el análisis de estabilidad durante el período en el cual se mantiene la condición descrita.

La figura 3.19, indica las conexiones de las redes de secuencia para distintos tipos de falla "serie", que no son analizados en el presente trabajo.

En la Tabla 3.II, se encuentran los valores respectivos de  $Z'f$  para las conexiones de la fig.3.19.

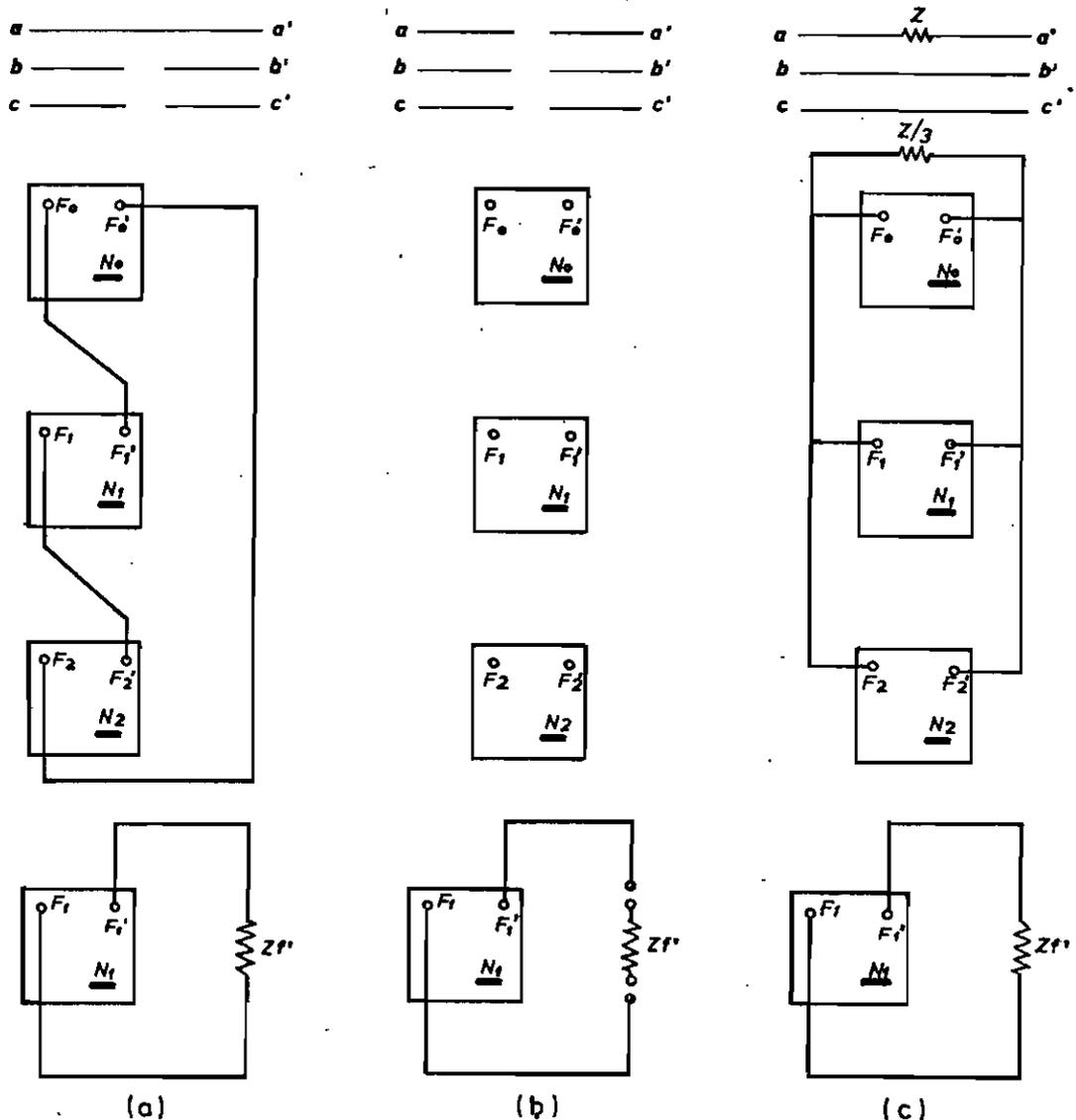


FIGURA 3.19 INTERCONEXION DE LAS REDES DE SECUENCIA PARA LINEAS ABIERTAS a) Dos líneas b) Tres líneas c) Impedancia en un conductor

TABLA N° 3 II

VALORES DE Z'f PARA LINEAS ABIERTAS	
TIPO DE FALLA	VALOR DE Z'f
Una fase abierta	$Z_0 Z_2 / (Z_0 + Z_2)$
Dos fases abiertas	$Z_0 + Z_2$
Tres fases abiertas	$\infty$
Impedancia en serie	$(\frac{1}{Z_0} + \frac{1}{Z_2} + \frac{3}{Z})^{-1}$

Una vez realizada la simulación de insidencia y despeje de la falla mediante una maniobra monofásica, el paso siguiente es simular el recierre, con lo cual el SEP retorna a las condiciones iniciales de operación en lo que se relaciona a la red o malla del sistema; por tanto una nueva matriz de admitancias de barra se debe calcular mediante la restauración de la línea de transmisión, sin falla.

En resumen, para simular el recierre monofásico en estudios de estabilidad transitoria, se necesitan tres matrices de admitancias de barras diferentes una para representar el sistema con falla, otra para el sistema cuando a ocurrido la apertura monofásica de la línea y se despeja la falla y la tercera para simular el sistema sin falla, es decir, luego de ocurrir el recierre exitoso de la línea de transmisión.

### 3.3.- METODO DE CALCULO DE ESTABILIDAD TRANSITORIA

Las variaciones de ángulo que se producen en las máquinas sincrónicas de un SEP, al ocurrir una perturbación, se encuentran a partir de la solución de la

ecuación de oscilación que gobierna el movimiento rotacional de cada máquina del sistema. Dicha ecuación como se vió anteriormente es una ecuación diferencial de 2º orden, que puede ser resuelta por varios métodos.

Para un sistema de multimáquinas, que es el de mayor interés, existirán tantas ecuaciones de oscilación cuantas máquinas esten conectadas al sistema, así:

$$\frac{2H_1}{W_0} \frac{d^2 \delta_1}{dt^2} + KD_1 \frac{d\delta_1}{dt} = P_{m1} - P_{e1} \quad (3.58)$$

$$\frac{2H_2}{W_0} \frac{d^2 \delta_2}{dt^2} + KD_2 \frac{d\delta_2}{dt} = P_{m2} - P_{e2}$$

.....

$$\frac{2H_n}{W_0} \frac{d^2 \delta_n}{dt^2} + KD_n \frac{d\delta_n}{dt} = P_{mn} - P_{en}$$

En las ecuaciones 3.58, la potencia eléctrica que entrega cada una de las máquinas sincrónicas al sistema, depende de la posición angular de la máquina en consideración, así como también en la posición angular del resto de máquinas, por tanto:

$$P_{e1} = f (\delta_1, \delta_2, \dots, \delta_n, \frac{d\delta_1}{dt}, \frac{d\delta_2}{dt}, \dots, \frac{d\delta_n}{dt} )$$

$$P_{e2} = f (\delta_1, \delta_2, \dots, \delta_n, \frac{d\delta_1}{dt}, \frac{d\delta_2}{dt}, \dots, \frac{d\delta_n}{dt} )$$

$$P_{en} = f (\delta_1, \delta_2, \dots, \delta_n, \frac{d\delta_1}{dt}, \frac{d\delta_2}{dt}, \dots, \frac{d\delta_n}{dt} )$$

De las soluciones de las ecuaciones 3.58, resulta  $\delta$  como función del tiempo y de la potencia acelerante de cada máquina, que a su vez es función del

desplazamiento angular de todas las máquinas del SEP.

Una solución formal de estas ecuaciones no es posible, por lo cual, se hace necesario aplicar un método numérico para la solución de las ecuaciones diferenciales.

Uno de los métodos más extensamente aplicados y que dan un buen margen de exactitud, es el llamado método "punto por punto" (26) el cual hace la siguiente consideración.

Una o más de las variables de la ecuación diferencial permanece constante o puede variar de acuerdo a leyes preestablecidas, durante un corto intervalo de tiempo  $\Delta t$ , de modo que lo asumido hace que la ecuación pueda ser resuelta para cambios en las otras variables durante el mismo intervalo de tiempo. Luego, de los valores de las variables al fin del intervalo, nuevos valores pueden ser calculados para las variables que se asumieron constantes. Estos nuevos valores son usados en el próximo intervalo de tiempo.

En la aplicación del método "punto por punto" a la solución de la ecuación de oscilación, se asume que la potencia acelerante (y por lo tanto la aceleración) es constante durante cada intervalo de tiempo, con lo cual se obtiene el cambio del ángulo al fin del intervalo para cada máquina. Nuevos cálculos se pueden hacer para calcular un nuevo cambio de ángulo para el siguiente intervalo, pero es necesario conocer el nuevo valor de la potencia acelerante que se lo hace a partir de la solución de las ecuaciones de potencia que entrega cada máqui-

na al sistema, De lo expuesto se deduce que dos - procesos se repiten alternativamente en la solución de la ecuación de oscilación: el primero es el cálculo de la posición angular al final de un intervalo de tiempo desde una posición angular conocida al comienzo del intervalo en mención y de la potencia acelerante asumida para el intervalo; y el segundo es el cálculo de la potencia eléctrica  $P_e$  de cada máquina en función de posición angular de todas las máquinas del sistema.

Para el primer proceso y con un valor de  $P_e$ , calculado para un intervalo de tiempo dado, el valor del cambio de ángulo desde el comienzo de un intervalo  $n$ , al inicio del próximo intervalo  $n+1$ , está dado para cada generador o máquina por la siguiente ecuación:

$$(\delta_{(n+1)} + \delta_n)_j = (\delta_n - \delta_{n-1})_j + K_j [P_{mj} - P_{ej} - K D_j (\delta_n - \delta_{n-1})_j] \quad (3.59)$$

Para el conocimiento de la potencia eléctrica, en un intervalo de tiempo dado, hay que resolver las ecuaciones de red, proceso que se lo realiza en base al siguiente análisis:

La potencia aparente  $P+jQ$ , que entrega un generador al sistema, se calcula a partir de la figura 3.20, que es la forma más general de representar a un SEP.

$$P_1 + jQ_1 = E_1^* \times I_1 \quad 3.60.a$$

$$P_2 + jQ_2 = E_2^* \times I_2 \quad 3.60.b$$

$$P_n + jQ_n = E_n^* \times I_n \quad 3.60.c$$





Si se reemplazan las ecuaciones 3.61 en las ecuaciones 3.60 se obtiene:

$$P_1 + jQ_1 = E_1^* Y_{11} E_1 + E_1^* Y_{12} E_2 + \dots + E_1^* Y_{1n} E_n \quad 3.62.a$$

$$= E_1^* \sum_{k=1}^n Y_{1k} E_k$$

$$P_2 + jQ_2 = E_2^* Y_{21} E_1 + E_2^* Y_{22} E_2 + \dots + E_2^* Y_{2n} E_n \quad 3.63.b$$

$$= E_2^* \sum_{k=1}^n Y_{2k} E_k$$

$$\dots \dots \dots$$

$$P_n + jQ_n = E_n^* Y_{n1} E_1 + E_n^* Y_{n2} E_2 + \dots + E_n^* Y_{nn} E_n \quad 3.63.c$$

$$= E_n^* \sum_{k=1}^n Y_{nk} E_k$$

$$\text{Pero : } E_1 = E_1 \underline{\delta_1} \quad ; \quad E_2 = E_2 \underline{\delta_2} ; \dots E_n = E_n \underline{\delta_n} \quad (3.64)$$

$$E_1^* = E_1 \underline{-\delta_1} \quad ; \quad E_2^* = E_2 \underline{-\delta_2} \quad \dots E_n^* = E_n \underline{-\delta_n} \quad (3.65)$$

$$Y_{11} = Y_{11} \underline{\theta_{11}} \quad ; \quad Y_{12} = Y_{12} \underline{\theta_{12}} \quad ; \quad Y_{21} = Y_{21} \underline{\theta_{21}} \quad ;$$

$$Y_{22} = Y_{22} \underline{\theta_{22}} \quad ; \quad Y_{1n} \underline{\theta_{1n}} \quad ; \quad Y_{nn} = Y_{nn} \underline{\theta_{nn}} \quad (3.66)$$

Con las ecuaciones 3.64 a 3.66 substituidas en las 3.62, se obtiene:

$$\begin{aligned}
 P_1 + jQ_1 &= E_1^2 Y_{11} \angle \theta_{11} + E_1 E_2 Y_{12} \angle \theta_{12} + \dots + E_1 E_n Y_{1n} \angle \theta_{1n - \delta_1 + \delta_n} \\
 &= \sum_{k=1}^n E_1 E_k Y_{1k} \angle \theta_{1k - \delta_1 + \delta_k} \quad 3.67.a
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 P_2 + jQ_2 &= E_1 E_1 Y_{21} \angle \theta_{21 - \delta_2 + \delta_1} + E_2^2 Y_{22} \angle \theta_{22} + \dots + E_2 E_n Y_{2n} \angle \theta_{2n - \delta_2 + \delta_n} \\
 &= \sum_{k=1}^n E_2 E_k Y_{2k} \angle \theta_{2k - \delta_2 + \delta_k} \quad 3.67.b
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 P_n + jQ_n &= E_n E_1 Y_{n1} \angle \theta_{n1 - \delta_n + \delta_1} + E_n E_2 Y_{n2} \angle \theta_{n2 - \delta_n + \delta_2} + \dots + E_n^2 Y_{nn} \angle \theta_{nn} \\
 &= \sum_{k=1}^n E_n E_k Y_{nk} \angle \theta_{nk - \delta_n + \delta_k} \quad 3.67.c
 \end{aligned}$$

Como interesa lo de la parte real de las ecuaciones 3.67, se tiene:

$$P_1 = P_{11} \text{Sen} \alpha_{11} + P_{12} \text{Sen}(\delta_1 - \delta_2 - \alpha_{12}) + \dots + P_{1n} \text{Sen}(\delta_1 - \delta_n + \alpha_{1n}) \quad 3.68.a$$

$$P_2 = P_{21} \text{Sen}(\delta_2 - \delta_1 + \alpha_{21}) + P_{22} \text{Sen} \alpha_{22} + \dots + P_{2n} \text{Sen}(\delta_2 - \delta_n + \alpha_{2n}) \quad 3.68.b$$

$$P_n = P_{n1} \text{Sen}(\delta_n - \delta_1 + \alpha_{n1}) + P_{n2} \text{Sen}(\delta_n - \delta_2 + \alpha_{n2}) + \dots + P_{nn} \text{Sen}(\delta_2 - \delta_n + \alpha_{nn}) \quad 3.68.c$$

Donde:

$P_j$  = Potencia de salida de la máquina,  $j$

$P_{jk} = E_j E_k Y_{jk}$

$E_j$  y  $E_k$  = voltaje atrás de la reactancia transitoria.

$Y_{jk}$  = admitancia de transferencia para  $j \neq k$   
admitancia propia o de punto motriz para  $j=k$   
 $\alpha_{jk} = 90^\circ - \theta_{jk}$   
 $\theta_{jk}$  = ángulo de fase de la admitancia  $Y_{jk}$ .  
 $\delta_j$  = ángulo de fase de la máquina  $j$ .

Para el proceso de cálculo, los voltajes  $E_j$  son conocidos de las condiciones iniciales antes de producirse la falla, no así las admitancias  $Y_{jk}$   $\theta_{jk}$ , que se las determina con el siguiente procedimiento:

En las ecuaciones 3.61, todos los voltajes se hacen cero a excepción del voltaje  $E_1$ , y se obtiene:

$$I'_1 = Y_{11}E_1 \quad (3.69.a)$$

$$I'_2 = Y_{21}E_1 \quad (3.69.b)$$

$$I'_n = Y_{n1}E_1 \quad (3.69.c)$$

Asumiendo que  $E_1 = 1(p,u)$ , se tiene:

$$I'_1 = Y_{11}$$

$$I'_2 = Y_{21}$$

$$I'_n = Y_{n1}$$

Las corrientes  $I_j$ , se encuentran con la siguiente relación:

$$I'_j = \Delta E_j \times Y_{d'j} \quad (3.70.)$$

Donde:

$\Delta E_j$  = caída de voltaje en  $Y_{d'j}$

$Y_{d'j}$  = admitancia transitoria del generador  $j$ .

El proceso de cálculo de las corrientes implica una solución de la red, es decir que se deben encontrar el valor de todos los voltajes de barra del sistema.

El proceso se repite para cada generador en una forma similar a la del generador N° 1 con lo cual se forma la matriz de admitancias de barra para una condición dada. Para un sistema de  $n$  generadores existirán  $n^2$  valores de admitancias, real e imaginarias.

En el cálculo de la estabilidad transitoria, se debe calcular o formar una matriz de admitancias de barra, tantas veces sea necesario, es decir cada condición de maniobra tiene su propia matriz; por ejemplo, en un estudio de estabilidad que comprenda, aplicación y despeje de falla monofásica y recierre monopolar, se deben calcular tres (3) matrices diferentes que representarán a cada condición de maniobra.

#### 3.4.- DESCRIPCION DEL PROGRAMA DIGITAL

El programa digital, que incluye el presente trabajo, está basado en el análisis teórico realizado en los capítulos precedentes, así como también en ciertas consideraciones que se expondrán a medida que se describa el programa digital mencionado.

Los estudios de estabilidad transitoria que se pueden realizar con este programa digital, está limitado a los sistemas que posean un número igual a 200 barras y 30 máquinas sincrónicas.

La estructura del programa es la siguiente:

#### 3.4.1.- PROGRAMA PRINCIPAL

Realiza el control de todo el proceso. ordenando - que cálculos se deben realizar y en que forma por medio de tarjetas de control y de subprogramas, es decir, que a través de las tarjetas de control, es te programa. llama a 7 de las 8 diferentes subrutinas en el orden que se requiera; la otra subrutina es automáticamente llamada cuando se detectan erro res en los datos.

Las tarjetas de control tienen un código para lla mar a una subrutina específica, y son los siguientes:

CODIGO 1: Lectura de datos básicos del SEP y forma tablas de admitancias.

CODIGO 2: Realiza cualquier cambio en los datos de línea.

CODIGO 3: Realiza cualquier cambio en los datos de barra: carga o generación.

CODIGO 4: Para calcular la matriz de admitancias - de transferencia y de punto motriz.

CODIGO 5: Cálcula las curvas de oscilación de todas las máquinas sincrónicas del SEP.

CODIGO 6: Gráfica los resultados para 5 máquinas. Se puede utilizar nuevamente, si más de 5 máquinas van a ser representadas.

CODIGO 7: Para nuevas corridas del programa con datos almacenados previamente.

CODIGO 8 : Impresión de títulos de matrices calculadas para el proceso.

CODIGO 9: Finaliza el estudio de estabilidad.

De estos códigos, dos no pueden ser incluidos en el proceso y son: el 7 y 8, por cuanto el 7 es para una ueva corrida y el 8 para proporcionar información que generalmente no se requiere.

Detalles de formatos están en el apéndice A-III:

El diagrama de flujo de este programa se expone a continuación:

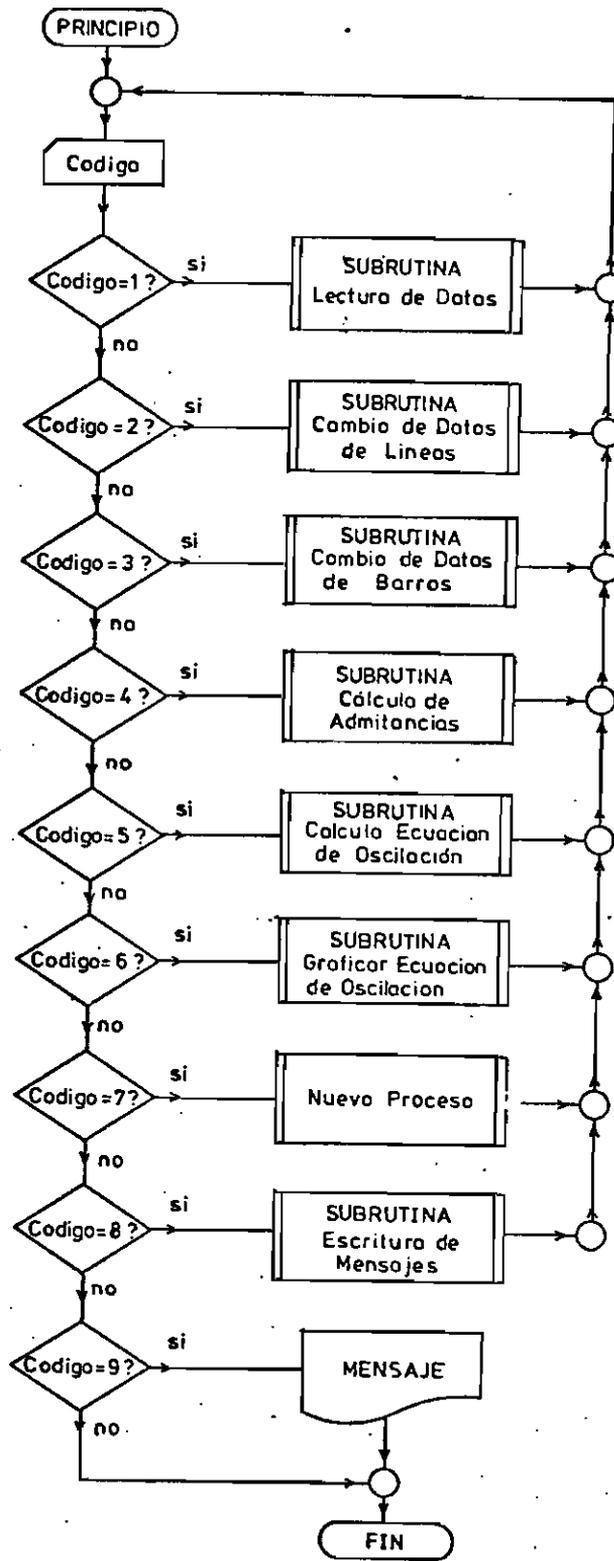


FIGURA 3.21 PROGRAMA PRINCIPAL

### 3.4.2.- SUBROUTINA PG6A

Este programa lee todos los datos básicos del SEP e información extra fundamental para los cálculos.

Los datos de impedancias, generadores, líneas y transformadores, los convierte a admitancias, así como también los valores de cargas que están en MW y MVAR. Luego estos valores de admitancias son tabulados para todas las líneas, transformadores, generadores y cargas que llegan a cada una de las barras del SEP y para propósitos de cálculos internos se renumera a las barras del sistema, estableciendo a la barra de numeración más baja en 2. El otro extremo de las cargas son conectadas a la barra tierra, la que a su vez tiene asignado automáticamente un número y que es más grande que la mayor numeración de barra asignada en el sistema, y el otro extremo a la correspondiente barra del SEP. Los generadores también son numerados ascendente-mente, comenzando desde 1 y de acuerdo a como ascienden los números de barras a que están conectados. Adicionalmente se preparan tablas de admitancias de generadores y cargas separadamente.

Todas estas tablas de admitancias son almacenadas en forma rectangular en un archivo del computador, para ser usadas posteriormente.

Las variables asociadas con esta subrutina así como los formatos respectivos están en el apéndice - III "Manual de Uso del Programa digital".

El diagrama de flujo correspondiente a esta subrutina está en la figura 3.22.



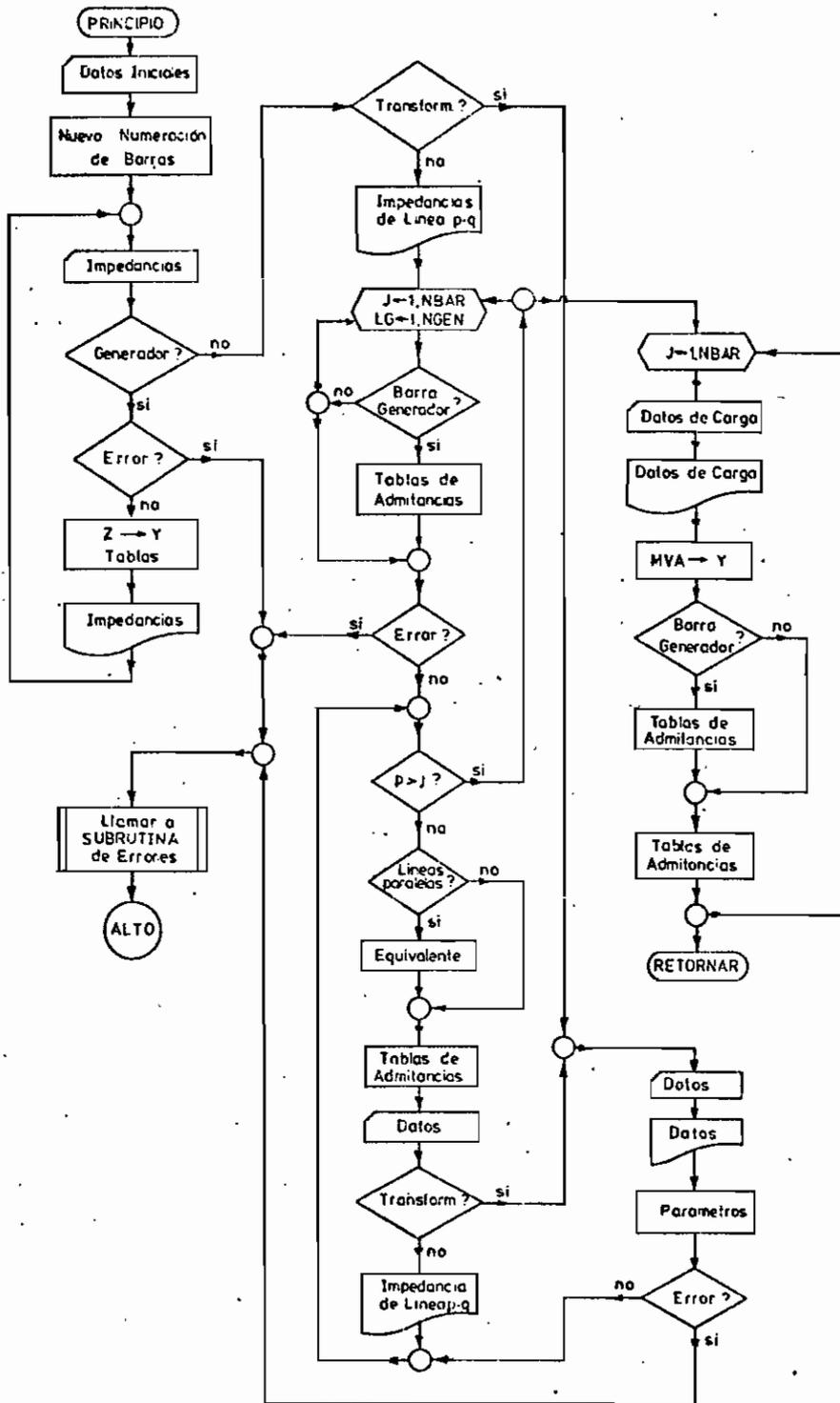


FIGURA 3.22 SUBROUTINA DE LECTURA DE DATOS BASICOS (PG6A)

### 3.4.3.- SUBROUTINA PG6B

Una vez que los datos han sido leídos y convertidos a admitancias por el subprograma PG6A, la subrutina PG6B es utilizada para formar la matriz de admitancias de punto motriz y de transferencia. Es te sub programa debe ser procesado tantas veces, cuantas matrices se requieran calcular en el estudio de estabilidad ya que el "método" punto por punto" requiere, para cada operación de maniobra y con dición de falla, una matriz de admitancias.

El número de matrices calculadas no debe exceder de 40, que es el número para el que está diseñado el programa.

Los resultados del PG6A son usados como datos de entrada para el PG6B, el cual funciona en tres pasos como sigue:

- 1.- Las tablas formadas por el PG6A son realineadas para conectar el primer generador a la ba rra de la fuente (N<sup>o</sup> 1) a través de su reactancia transitoria. Todos los otros generadores son conectados a la barra de tierra a través de sus reactancias transitorias.

El voltaje de la barra de la fuente se asigna 1 p.u. y el voltaje de la barra de tierra cero. En caso de requerirse simular una falla trifásica, el voltaje de la barra fallosa también se hace cero. Todos estos voltajes, se mantienen constantes, durante los cálculos del paso 2.

- 2.- Los demás voltajes de red son calculados usan-

do este método iterativo. Un factor de aceleración se usa para mantener el tiempo de iteración al mínimo; valores usuales de este factor son 1.3 y 1.5 (23).

3.- Cuando el grado de exactitud ha sido alcanzado en la parte iterativa del programa, se calcula la corriente en cada generador con la fórmula 3.70.

Las admitancias de transferencia para el generador 1 están dadas por la ecuación:

$$Y_{1j} = i_j$$

Este vector calculado se almacena en forma rectangular.

El programa regresa al paso 1.- y repite el proceso para el generador N° 2. Los pasos 1 a 3 se repiten hasta que todos los generadores del SEP han sido procesados.

Los formatos de los datos de las variables asociadas con este subprograma se detallan en el apéndice III.

El diagrama de flujo correspondiente, se indica en la figura N° 3.23.

#### 3.4.4.- SUBPROGRAMA PG6C

Este programa es diseñado para solucionar el problema de estabilidad transitoria para un sistema con hasta 30 máquinas sincrónicas y 200 barras, median

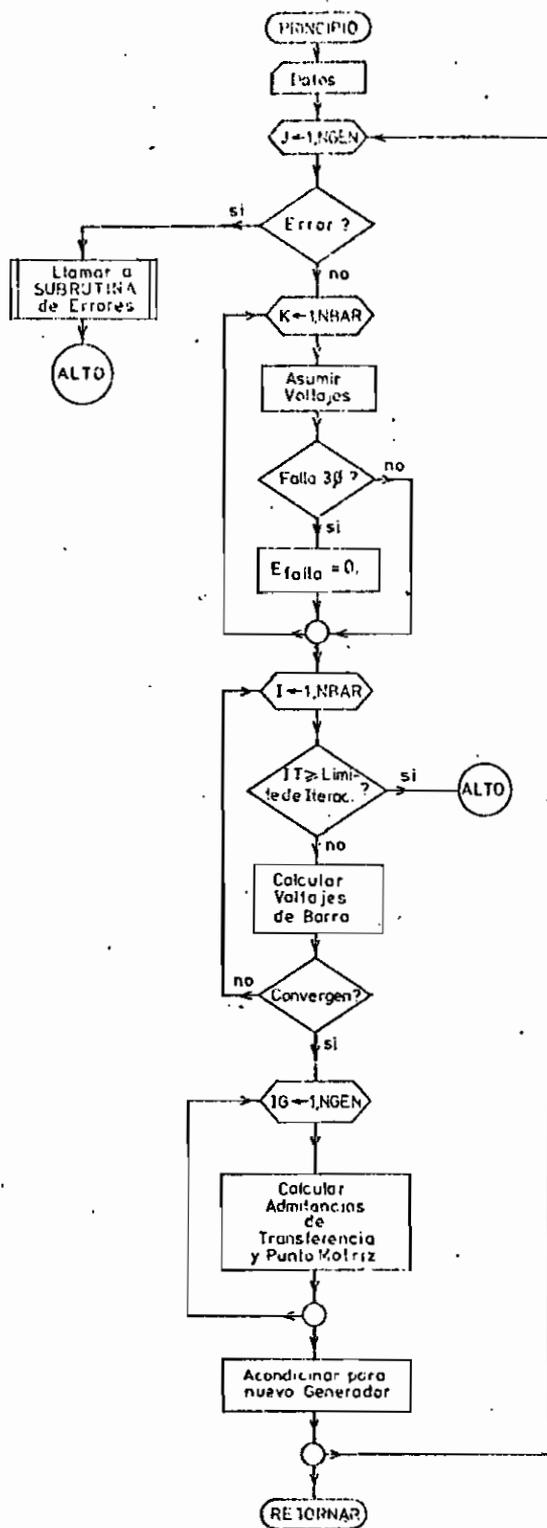


FIGURA 3.23 SUBROUTINA DE CALCULO DE MÀTRIZ DE ADMITANCIAS (PG6B)

te cálculos de las curvas de oscilación por el método "punto por punto".

El análisis realizado en el numeral 3.3 del presente capítulo es utilizado para este subprograma, el cual resuelve las ecuaciones 3.68 y 3.59 para cada intervalo de tiempo, hasta que el número de intervalos sea igual al estipulado o asignado para el proceso y con los resultados obtenidos en el subprograma PG6B.

Datos necesarios para esta sub rutina son: voltaje y ángulos de fase terminales iniciales, reactancia transitoria, constante de inercia, potencia inicial de salida, potencia reactiva, constante de damping potencia inicial con la que se inicia acción del regulador de velocidad (acción de válvulas de la máquina motriz), potencia mínima de la turbina, después de que se acciona el regulador de velocidad, tiempo de retardo antes de iniciar la acción de las válvulas, tiempo durante el cual la potencia de la turbina decrece del valor inicial el mínimo valor para cada generador, así como el intervalo de tiempo.

Es fundamental para este sub-programa, indicar la secuencia de maniobras ha realizarse en el proceso lo cual se realiza, introduciendo como datos: el número de intervalos para la configuración específica del sistema, se debe relacionar este valor, considerando que una proxima maniobra ocurrirá en la mitad del último intervalo de tiempo; un indicador para una maniobra adicional o si esta es la última condición en el proceso; número de la matriz correspondiente a esta condición de maniobra; y, un indi

cador para realizar o no cambios en los datos en un generador, Si existen cambios, datos adicionales para el generador se requieren:

El diagrama de flujo de este subprograma corresponde a la figura N° 3,24.

La forma como se introducen los datos esta detallada en el apendice III.

#### 3.4.5.- SUBROUTINA PG6CL

Como consecuencia de una operación de maniobra que puede tomar lugar durante el análisis de estabilidad; puede ser necesario añadir o retirar líneas o transformadores de la red, así como también impedancias que reflejan la apertura monofásica de una línea. La subrutina PG6CL, es la encargada de realizar los cambios mencionados antes del proximo proceso del PG6B.

Especificaciones de datos de entrada y formatos respectivos se indica en el apéndice III.

El diagrama de flujo respectivo se muestra en la figura 3.25.

#### 3.4.6.- SUBROUTINA PG6CB

En muchos casos se requiere también, que los datos de barra sean cambiados siguiendo a alguna operación de maniobra en el estudio de Estabilidad. Esta puede ser desconexión de cargas o una falla con impedancias, la cual puede ser aplicada o despejada.

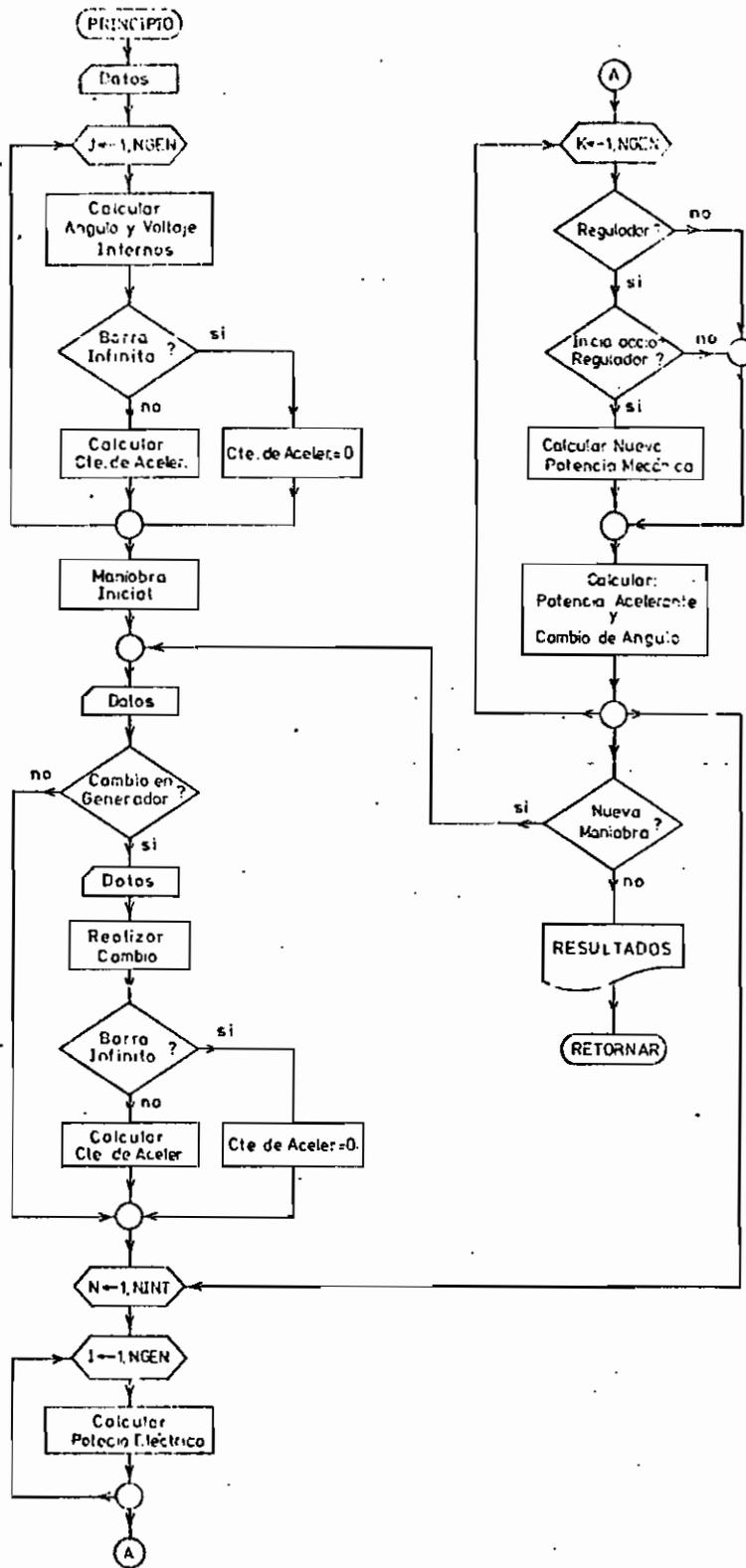


FIGURA 3.24 SUBROUTINA DE CALCULO DE LA ECUACION DE OSCILACION (PG6C)

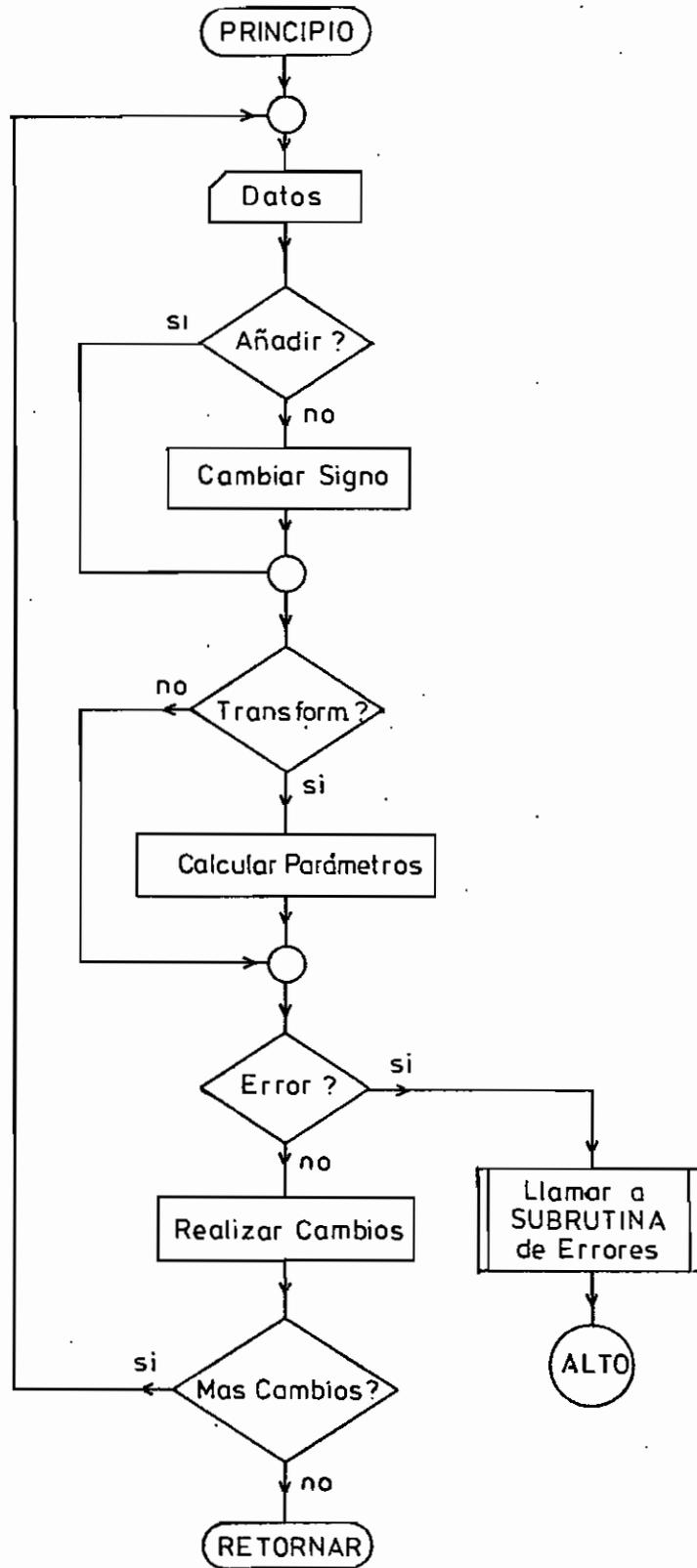


FIGURA 3.25.-SUBROUTINA PARA CAMBIAR DATOS DE LINEA (PG6CL)



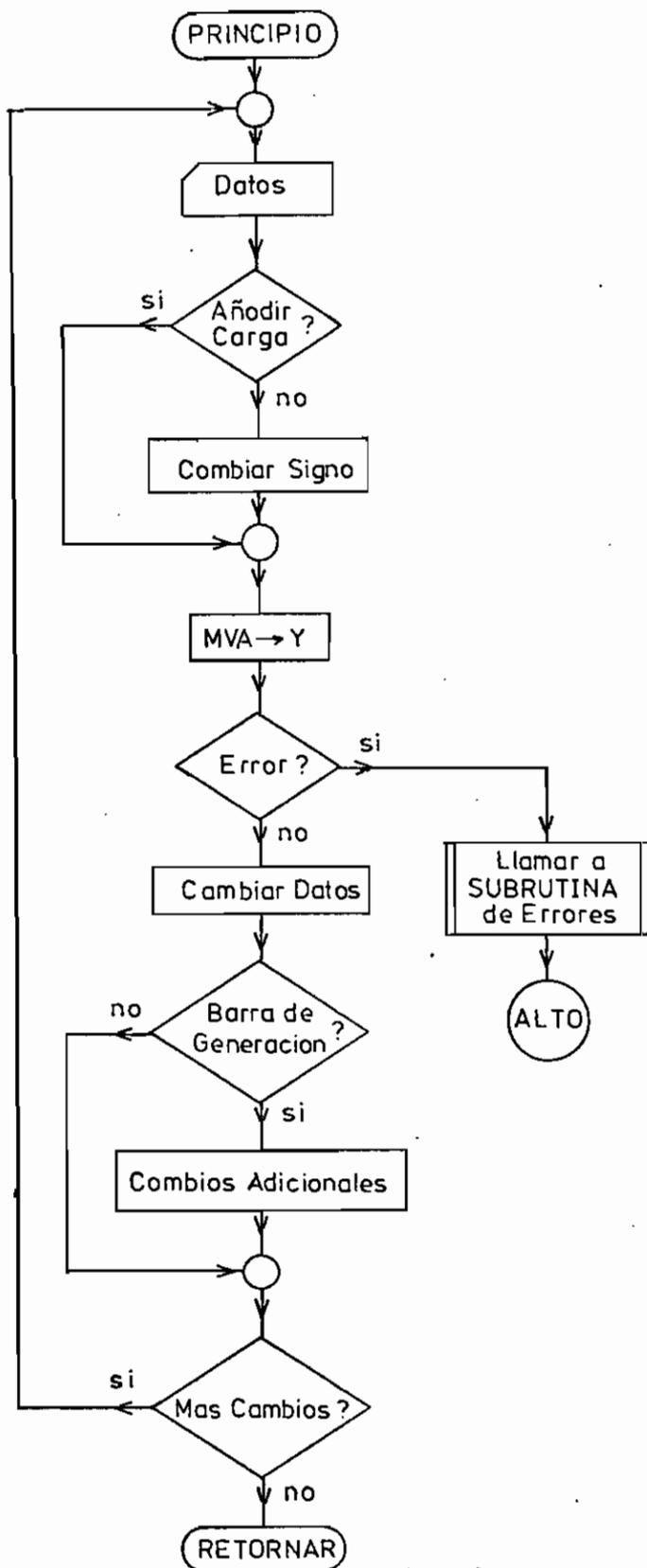


FIGURA 3.26..SUBROUTINA PARA CAMBIAR DATOS DE BARRA (PG6CB)

El sub programa PG6CB debe ser llamado para hacer estos cambios antes de la próxima corrida del PG6B.

En la figura 3.26, se muestra el diagrama de flujo para este subprograma.

Los datos y los formatos específicos de entrada, están indicados en el apéndice III.

#### 3.4.7.- SUBROUTINA PG6P

El subprograma PG6P, grafica las curvas de oscilación calculadas por la sub rutina PG6C para cada generador. El gráfico se realiza para cinco generadores específicos; si más generadores se necesitan graficar, debe ser corrido nuevamente.

Detalles de la preparación de datos de entrada, consta en el apéndice III.

El diagrama de flujo correspondiente a este subprograma se muestra en la figura N° 3.27.

#### 3.4.8.- SUBROUTINA PG6ED

Realiza la impresión en forma de lista de los títulos de las matrices de admitancia calculadas para el proceso. Este subprograma es opcional.

#### 3.4.9.- SUBROUTINA PG6T

Esta sub rutina es llamada automáticamente, si se detectan errores en los datos de entrada.

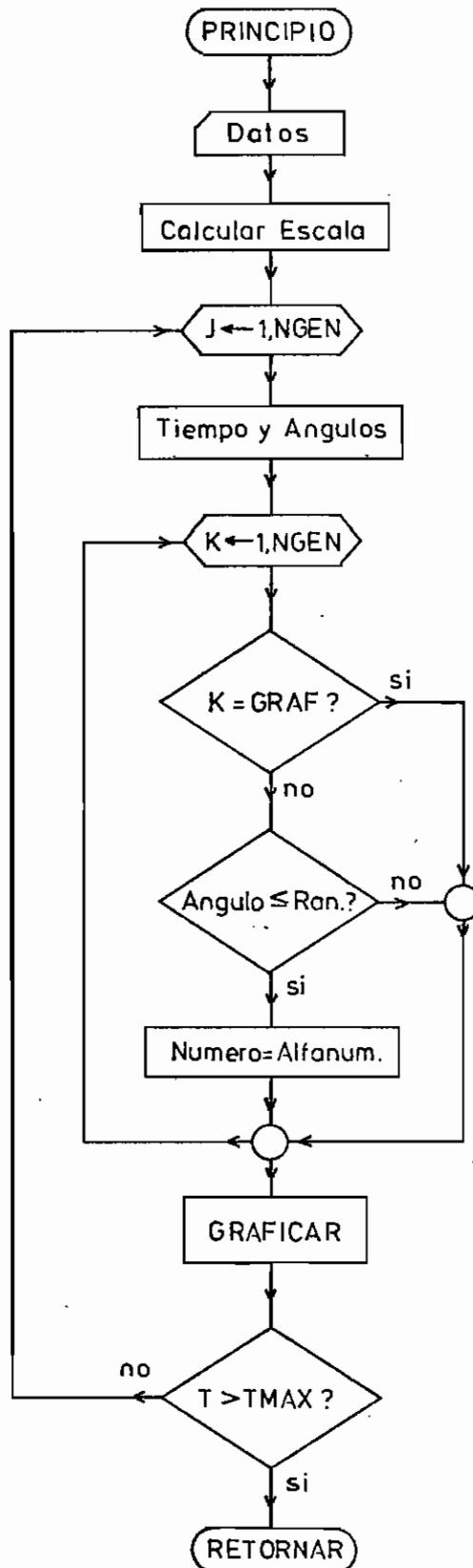


FIGURA 3.27 SUBROUTINA PARA GRAFICAR RESULTADOS (PG6G)

### 3.4.10.- PREPARACION DE DATOS

El proceso normal establecido para un estudio de estabilidad es comenzar por un análisis de flujo de potencias con la finalidad de obtener las condiciones de operación del SEP antes de ocurrir las perturbaciones para las cuales el análisis de estabilidad se va a realizar. Estos resultados son datos que se requieren por el proceso de análisis de estabilidad .

La secuencia de operaciones debe ser tal que las matrices de transferencia y de punto motriz sean generadas para cada condición de maniobra a ser incluida en los cálculos. Por ejemplo: un estudio que incluya una falla seguida por el disparo simultáneo de disyuntores para despejarla y por un recierre de alta velocidad, requieren 3 de tales matrices.

A continuación se detalla el orden establecido para los datos de entrada:

- 1.- Código 1 para que el PG6A lea los datos básicos del sistema.
- 2.- Tres tarjetas con títulos para describir al sistema.
- 3.- Paquete con datos de líneas y barras.
- 4.- Código 4 para el PG6B que calcula la matriz usualmente con la falla en algún punto del sistema.

- 5.- Tarjeta con su número para identificar la matriz.
- 6.- Tarjeta con título que describe las condiciones de la matriz.
- 7.- Código 2 para llamar al PG6CL si es necesario y reflejar los cambios en las líneas debido a las maniobras de despeje de la falla.
- 8.- Datos de entrada para el PG6CL que indica cuales líneas son desconectadas y como.
- 9.- Código 3 para el PG6B, que realiza cualquier cambio en los datos de barra, que pueden ocurrir como resultado de una maniobra.
- 10.- Datos para el PG6B, que indican cuales barras son cambiadas y como.
- 11.- Código 4 para una segunda pasada del PG6B, calculará la matriz después de la primera operación de maniobra, con una segunda tarjeta numerada para identificar la segunda matriz, seguida por otra tarjeta titulada.

Los pasos 5 al 9, se pueden repetir las veces que se requieran para todas las condiciones de maniobra o desconexión en el proceso.

El límite sobre el número de operaciones que pueden ser incluidas es 40.

- 12.- Código 5, para llamar al PG6C, que calculará las curvas de oscilación.

- 13.- Paquete de datos de entrada para el PG6C, que incluye condiciones iniciales de los generadores, características de las máquinas sincrónicas, datos del tiempo de despeje, desco nexión o maniobra.
- 14.- Código 6 que llama al PG6P el cual grafica - las curvas de oscilación de cinco generadores seleccionados.
- 15.- Tres tarjetas tituladas para describir las condiciones del gráfico.
- 16.- Paquete de datos para el PG6P que indican - las máquinas a ser graficadas y los factores de escala para los gráficos.
- 17.- Los pasos del 14 al 16 pueden ser repetidos para gráficos adicionales en el mismo proce so.
- 18.- Código 8 para que el PG6ED publique los títu los de las matrices. (opcional)
- 19.- Código 9 que indica fin del estudio.

Es necesario mencionar los siguientes aspectos que hay que tomar en cuenta en la preparación de datos.

La forma de introducir los datos de líneas y de ba rras es la siguiente: los números de las barras en la red deben estar numerados consecutivamente des de el valor más bajo hasta el valor más alto, sin que ocurran omisiones.

Es conveniente comenzar la numeración de las barras desde el número 1, aunque no indispensable.

Las tarjetas con las impedancias de líneas y transformadores y las tarjetas de barra deben ser colocadas separadamente; también cada una de estas deben tener un orden específico, las tarjetas de líneas y transformadores una por cada línea o transformador deben ser perforadas con la numeración de la barra más baja primero y después la más alta y además deben estar ordenadas ascendentemente, por ejemplo: 2-4; 2-7; 3-5; 3-6;...,etc. es una correcta ordenación para las tarjetas de línea. Si existen líneas paralelas, las 2 tarjetas deben ser colocadas adyacentemente.

A continuación del paquete de datos de líneas y transformadores debe estar una tarjeta en blanco, para indicar el fin de datos de líneas y el comienzo de datos de barra, que también deberán estar en orden desde la numeración más baja hasta la numeración más alta y comprende una tarjeta por cada barra.

Seguidamente están los datos para el PG6C y el PG6P.

#### 3.4.11.- DATOS DE SALIDA

Los resultados son los siguientes:

- Lista de datos básicos del sistema usados para el análisis de estabilidad.
- Control de los ángulos iterativos para formar la matriz de admitancia con el número de iteraciones realizadas para cada generador por el PG6B.

- Se lista los datos de entrada de cada generador y las condiciones de maniobra. A continuación se tabulan los resultados de las curvas de oscilación, es decir potencia de salida y ángulos internos de los generadores en función del tiempo calculadas por el PG6C.
- Diagrama de las curvas de oscilación con títulos para identificar el proceso y generadores que son graficados por el PG6P.
- Si se desea se lista los títulos de las matrices que son calculadas para el proceso.
- El subprograma PG6T, imprimirá los datos de entrada que contengan errores, si es que son detectados; este subprograma es llamado automáticamente.

Una mejor visualización del uso del programa, se logra con el ejemplo de Aplicación, que se realiza en el siguiente capítulo y con el "Manual de Uso del Programa digital" adjunto en el apéndice III.



## CAPITULO IV

### EJEMPLOS DE APLICACION Y CONCLUSIONES

Este presente capítulo tiene por objeto utilizar el programa digital en estudios de estabilidad, de preferencia en los casos en los cuales se aplique recierre monofásico.

Además se incluye las conclusiones del presente trabajo.

#### 4.1.- EJEMPLOS DE APLICACION

El primer ejemplo esta dirigido a verificar la confiabilidad de la operación del programa digital, medante la comprobación con un problema resuelto en el capítulo del libro de referencia (20). La fig. 4.1. indica el sistema propuesto.

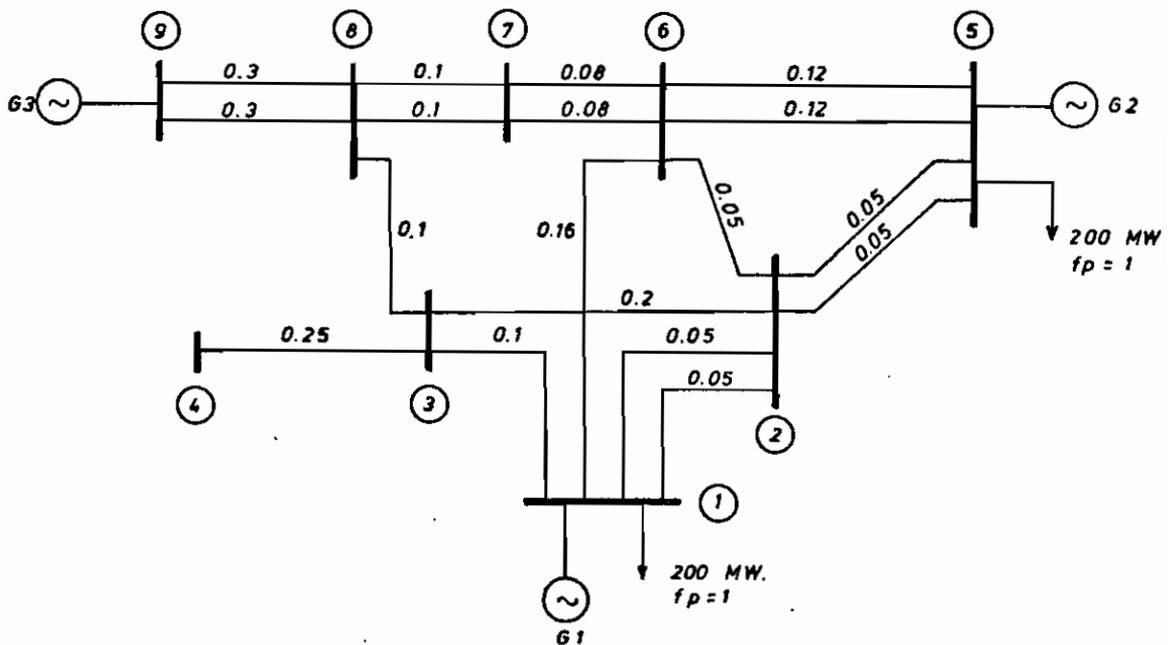


FIGURA N° 4.1. SISTEMA N° 1

El problema en estudio, consta de tres (3) centros de generación, nueve (9) barras, 19 líneas y dos cargas. Los datos de líneas (impedancias en base de 100 MVA) y cargas constan en la figura y los datos de los generadores en la tabla N° IV.1.

El estudio de estabilidad, comprende una falla trifásica en la barra N° 6, la falla es despejada en 0.35 seg. El intervalo de tiempo es igual 0.1 seg. y no se aplica recierre trifásico.

Las condiciones iniciales del sistema, se encuentran mediante el uso de un programa digital de flujos de potencia existente en la biblioteca de programas de la Facultad de Ingeniería Eléctrica.

Los datos necesarios para el estudio de estabilidad constan en la tabla N° IV.2.

Los resultados del computador para este análisis se incluyen a continuación.

TABLA IV.1

CENTRAL DE BARRA	TIPO	Nº DE UNIDADES	CAPACIDAD DE c/unidad (MVA)	x'd (p.u)	H Mj/MVA	POTENCIA INICIAL (MW)	VOLTAJE TERMINAL p.u.
1	Hidráulico	3	35	0.35	3	80	1.05
5	Vapor	4	75	0.21	7	230	1.0
9	Vapor	2	50	0.18	8	90	1.0







ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL  
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA  
DEPARTAMENTO DE POTENCIA

PROGRAMA DIGITAL PARA  
ANALISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA

METODO PUNTO POR PUNTO

EN SISTEMAS DE HASTA 30 MAQUINAS Y 200 BARRAS  
CON SIMULACION DE TORQUE DE AMORTIGUAMIENTO Y  
REGULADOR DE VELOCIDAD DE LA TURBINA

EJEMPLO NO. 1

ESTUDIO DE ESTABILIDAD FALLA TRIFASICA EN LA LINEA 2-6 , CERCANA A TERMINAL 6

ESTUDIO DE ESTABILIDAD FALLA TRIFASICA EN LA LINEA 2-6 , CERCANA A TERMINAL 6

DATOS DE GENERADORES

GEN.NO.	BARRA	R (PU)	X (PU)
1	1	0.0	0.1800
2	5	0.0	0.0700
3	9	0.0	0.3330

DATOS DE LINEAS Y TRANSFORMADORES

LINEA	BARRA	BARRA	R (PU)	X (PU)	B (PU)	TAP	RELACION
1	1	2	0.0	0.0500	0.0		0.0
1	1	3	0.0	0.1000	0.0		0.0
1	1	6	0.0	0.1600	0.0		0.0
2	2	3	0.0	0.2000	0.0		0.0
2	2	5	0.0	0.0500	0.0		0.0
2	2	5	0.0	0.0500	0.0		0.0
2	2	6	0.0	0.0500	0.0		0.0
3	3	4	0.0	0.2500	0.0		0.0
3	3	8	0.0	0.1000	0.0		0.0
5	5	6	0.0	0.1200	0.0		0.0
6	6	6	0.0	0.1200	0.0		0.0
6	6	7	0.0	0.0800	0.0		0.0
7	7	7	0.0	0.0800	0.0		0.0
7	7	8	0.0	0.1000	0.0		0.0
8	8	8	0.0	0.1000	0.0		0.0
8	8	9	0.0	0.3000	0.0		0.0
8	8	9	0.0	0.3000	0.0		0.0

DATOS DE CARGAS

BARRA	MW	MVAR	B	VOLTAJE
1	200.000	0.0	0.0	100.000
2	0.0	0.0	0.0	100.100
3	0.0	0.0	0.0	100.500
4	0.0	0.0	0.0	100.500
5	200.000	0.0	0.0	100.000
6	0.0	0.0	0.0	100.200
7	0.0	0.0	0.0	100.700
8	0.0	0.0	0.0	101.300
9	0.0	0.0	0.0	105.000



CALCULO DE LA MATRIZ DE ADMITANCIAS

FALLA TRIFASICA EN LA BARRA NO. 6

N:  
ER 1 2 3  
9 9 9

MATRIZ DE ADMITANCIAS FORMADA Y ALMACENADA EN EL REGISTRO NO. 1  
FALLA TRIFASICA EN LA BARRA # 6

CAMBIO DE DATOS DE LINEA

BARRA	BARRA	R(PU)	X(PU)	E(PU)	TAP	RELACION
2	6	0.0	-0.0500	0.0		

CALCULO DE LA MATRIZ DE ADMITANCIAS

CAMBIO DE DATOS EN EL SISTEMA DEL REGISTRO NO. 1  
SISTEMA SIN FALLA TRIFASICA

GEN. 1 2 3  
ITER 28 25 28

MATRIZ DE ADMITANCIAS FORMADA Y ALMACENADA EN EL REGISTRO NO. 2  
SIN FALLA. LINEA 2-6 DESPEJADA

RESULTADOS  
\*\*\*\*\*

-----  
CALCULO DE LAS CURVAS DE OSCILACION  
-----

CONDICIONES INICIALES DE LOS GENERADORES

NO.	VOLTIOS(PCT)	ANGULO	XT	H	M	MVAR	D	PMW	FPM	T1	T2
1	100.0000	0.0	0.1800	8.00	90.0	-7.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2	100.0000	1.3900	0.0700	21.00	230.0	-6.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
3	105.0000	10.3000	0.3330	3.15	80.0	30.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

CONDICION DE MANIobra EN 0.0 SUGUNDOS USA EL REGISTRO NO. 1  
FALLA TRIFASICA EN LA BARRA # 6

CONDICION DE MANIobra EN 0.400 SUGUNDOS USA EL REGISTRO NO. 2  
SIN FALLA, LINEA 2-6 DESPEJADA

ANGULOS INTERNOS DE LOS GENERADORES EN FUNCION DEL TIEMPO

TIEMPO	GEN. NO. 1	2	3
0.000	9.33	10.58	22.77
0.100	14.80	15.79	35.44
0.200	31.23	31.52	72.60
0.300	59.24	57.98	132.16
0.400	98.74	95.45	212.26
0.500	142.01	140.42	265.64
0.600	189.83	192.12	299.20
0.700	245.51	250.04	303.92
0.800	308.31	311.21	289.84
0.900	365.27	366.25	295.57
1.000	413.32	414.52	404.94

POTENCIA ELECTRICA DE LOS GENERADORES EN FUNCION DEL TIEMPO

TIEMPO	GEN. NO. 1	2	3
0.000	90.00	230.00	80.00
0.100	8.99	27.23	6.10
0.200	8.04	25.62	8.55
0.300	5.75	21.22	11.68
0.400	4.13	15.98	20.11
0.500	62.07	83.82	157.43
0.600	56.23	95.61	137.78
0.700	37.22	166.70	174.56
0.800	133.28	348.36	-91.52
0.900	155.98	363.35	-161.01
1.000	155.98	363.35	-161.01



MATRICES ALMACENADAS EN LOS REGISTROS

D E S C R I P C I O N

FALLA TRIFASICA EN LA BARRA # 6  
SIN FALLA, LINEA 2-6 DESPEJADA

REGISTRO

- 1
- 2
- 3
- 4
- 5
- 6
- 7
- 8
- 9
- 10
- 11
- 12
- 13
- 14
- 15
- 16
- 17
- 18
- 19
- 20
- 21
- 22
- 23
- 24
- 25
- 26
- 27
- 28
- 29
- 30
- 31
- 32
- 33
- 34
- 35
- 36
- 37
- 38
- 39
- 40

FIN DEL ESTUDIO DE ESTABILICAD

Los resultados obtenidos mediante el computador para este ejemplo de aplicación son practicamente iguales a los del libro de referencia (20); las variaciones que se detectan no son mayores a 2 % en ninguno de los casos. Estos errores se deben a lo siguiente:

Las condiciones iniciales que se obtienen en el libro de referencia, son diferentes a las encontradas por medio del computador, en razón de que las primeras son obtenidas a partir de un análisis parcial del sistema, mientras que las segundas se las halla analizando el sistema total con un programa digital de flujos de potencia. Además, el criterio de exactitud es diferente para uno y otro caso:  $10^{-2}$  para el libro y  $10^{-4}$  para el computador. Los cálculos de las potencias y ángulos en función del tiempo, para la resolución de la estabilidad transitoria, difieren debido que el método utilizado en el libro para encontrar las admitancias de transferencia y de punto motriz, es diferente al del programa digital; esto es reducción de la malla y resolución de la misma respectivamente.

Sin embargo, los resultados obtenidos usando el programa digital son aceptables, de lo cual se puede afirmar que dicho programa trabaja correctamente.

El ejemplo de aplicación propuesto, cumple con el propósito de verificar el funcionamiento correcto del programa digital para estudios de estabilidad transitoria, desarrollado en el presente trabajo.

El segundo ejemplo tiene por objeto aplicar la maniobra de recierre monofásico en estudios de estabi

lidad transitoria del SEP, tema central del presente trabajo.

En este caso, el sistema propuesto es aquel que se muestra en la Fig. 4.2 y corresponde al tomado como base en el Laboratorio de Sistemas Eléctricos de Potencia. Los datos básicos correspondientes se indican en la figura 4.2 y en la tabla IV.2.a y IV.2b.

Los datos para simular una falla fase-tierra en la línea de transmisión ubicada entre las barras 5 y 10 son:

Impedancia equivalente de secuencia negativa vista desde el punto de falla (cerca de barra 5) es:

$$Z_2 = 0.0675 + j0.9819$$

Impedancia equivalente de secuencia cero vista desde el punto de falla es:

$$Z_0 = 0.09666 + j0.5688$$

La impedancia de falla, de acuerdo a la fórmula N°. 3.46, es:

$$Z'f = Z_2 + Z_0 = 0.1641 + j 1.5507$$

Este valor de  $Z'f$ , es introducido como dato de carga. y es equivalente a:

$$Z'f = 6.7 \text{ (MW)} + j 63.8 \text{ MVAR}$$

Para la simulación del recierre monofásico y basándose en el punto 3.2.2.a. del capítulo III, se tiene los siguientes datos:

Impedancia equivalente vista desde los terminales 5 10, para secuencia negativa y cero son:

$$Z_2 = 0.0895 + j 2.6151$$

$$Z_0 = 0.1725 + j 1.8574$$

El valor de  $Z'f$  es:

$$Z'f = 0.0744 + j 0.869$$

Este dato modificara los datos correspondientes con el fin de calcular la matriz de admitancias que re presentará para esta condición del SEP, es decir, cuando ha operado el disyuntor de la fase fallosa.

La operación de recierre, monofásico, esto es con la línea normal operando, requiere de modificar los datos y encontrar la respectiva matriz de admitancias.

Los procesos que se han realizado son los siguientes:

- Falla  $3\phi$ , en la línea 5-10, y despejada en 0.19 seg.
- Falla  $3\phi$ , en la línea 5-10, despejada en 0.19 seg. y recierre trifásico de la línea fallosa en 0.39 - segundos.
- Falla fase-tierra, en la línea 5-10 y despeje trifásico en 0.19 seg. sin recierre.
- Similar al anterior pero añadido recierre trifásico.



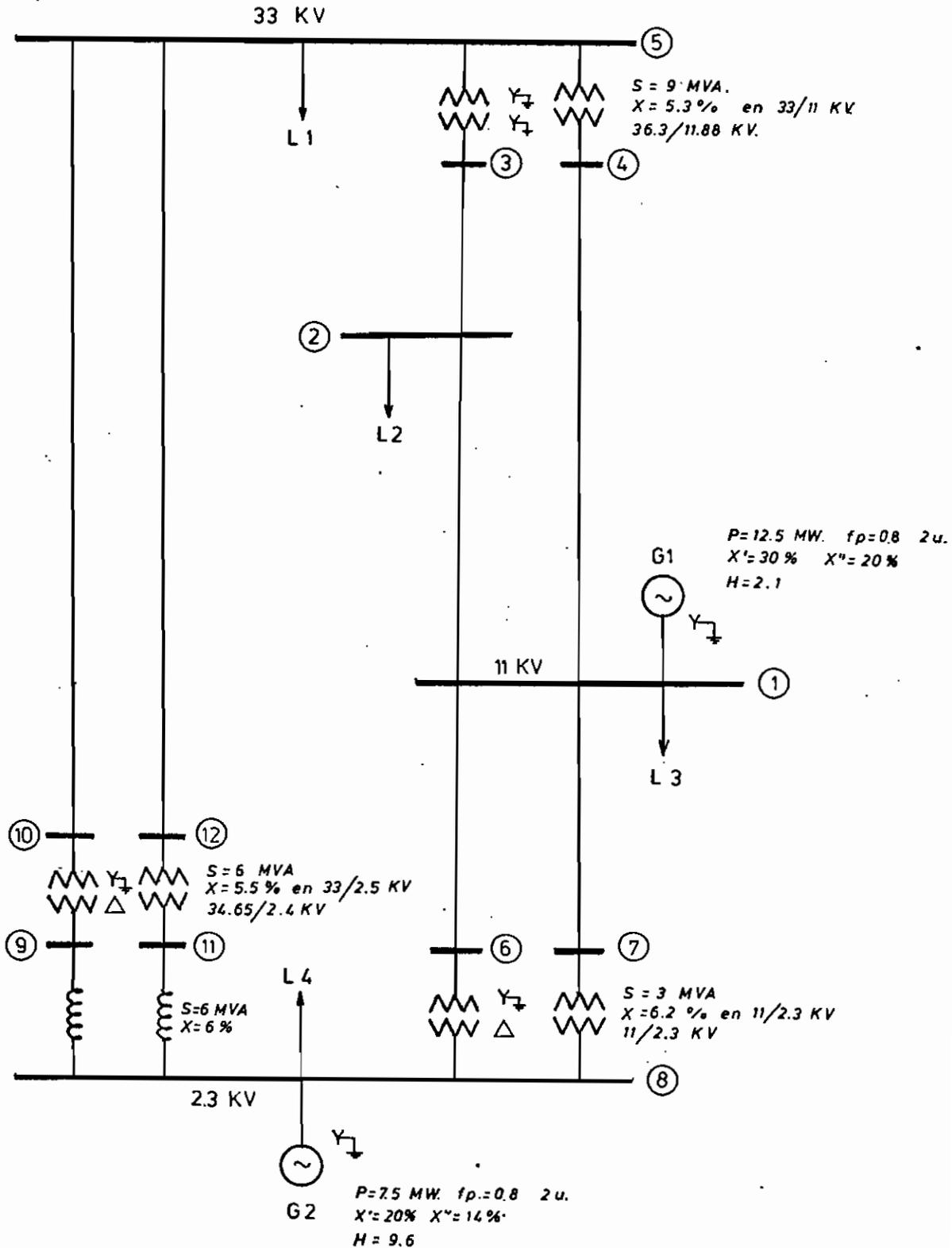


FIGURA 4.2. SISTEMA Nº 2

TABLA IV.2.a.

LINEAS	BASE 100 MVA	
	IMPEDANCIAS $Z_1$ y $Z_2$	
1 - 2	.1658 + j	0.4185
1 - 4	0.4137 + j	1.0441
1 - 6	0.1085 + j	0.2747
1 - 7	0.1085 + j	0.2747
2 - 3	0.2504 + j	0.6255
3 - 5	0.5895	
4 - 5	0.5895	
5 - 10	0.0581 + j	0.1460
5 - 12	0.0581 + j	0.1460
6 - 8	2.0665	
7 - 8	2.0665	
8 - 9	0.833	
8 - 11	0.833	
9 - 10	0.9165	
11 - 12	0.9165	

LINEAS	IMPEDANCIA $Z_0$	
	1 - 2	0.6146 + j
1 - 4	1.53 + j	3.71
1 - 6	0.4025 + j	0.9725
1 - 7	0.4025 + j	0.9725
2 - 3	0.9198 + j	2.2195
3 - 5		j 0.5895
4 - 5		j 0.5895
5 - 10	0.215 + j	0.521
5 - 12	0.215 + j	0.521
6 - 8		j 2.0665
7 - 8		j 2.0665
8 - 9		j 0.833
8 - 11		j 0.833
9 - 10		j 0.9165
11 - 12		j 0.9165

TABLA IV.2.b.

GENERADORES				BASE = 100MVA		
BARRA	UNIDAD	X %	M W	M V A R	CARGAS	
					M W	M V A R
1	G <sub>1</sub>	.96	15	11.3	9.44	7.08
8	G <sub>2</sub>	1.23	25	18.8	1.61	1.64
					18	8.72
					6.48	4.86

- Falla fase-tierra en la línea 5-10, apertura monofásica de la falla en 0.19 seg y recierre de la fase fallosa en 0.3 seg.
- Similar al proceso anterior, pero el tiempo en el cual se realiza el recierre, es en 0.29 seg.

Los resultados del computador correspondientes se hallan a continuación.















ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL  
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA  
DEPARTAMENTO DE POTENCIA

PROGRAMA DIGITAL PARA  
ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA

MÉTODO PUNTO POR PUNTO

EN SISTEMAS DE HASTA 50 MÁQUINAS Y 500 BARRAS  
CON SIMULACIÓN DE TORQUE DE AMORTIGUAMIENTO Y  
REGULADOR DE VELOCIDAD DE LA TURBINA

EJEMPLO NO. 2

\*\*\*\*\* DATOS BASICOS DEL SISTEMA PARA EL ESTUDIO DE ESTABILIDAD \*\*\*\*\*

ESTUDIO DE ESTABILIDAD EN LA BARRA DE 33 KV. EN NODO A.  
 CORRIDA NO. 1 .FALLA TRIFASICA EN LINEA AD=10-S CERCANA A NODO A (S)  
 CORRIDA NO. 2 .FALLA MONOFASICA EN LINEA AD=10-S CERCANA A NODO A (S).

DATOS DE GENERADORES

GEN-NO.	BARRA	R(PU)	X(PU)
1	1	0.0	0.2600
2	8	0.0	1.2300

DATOS DE LINEAS Y TRANSFORMADORES

LINEA	BARRA	BARRA	R(PU)	X(PU)	B(PU)	TAP	RELACION
LINEA 1	1	4	0.4137	1.0441	0.0		
LINEA 1	1	6	0.1025	0.2747	0.0		
LINEA 1	1	7	0.1065	0.2747	0.0		
LINEA 2	2	3	0.2534	0.6255	0.0		
TRANS 3	3	5	0.0	0.5895	0.0	3	0.9950
LINEA 4	4	5	0.0	0.5895	0.0	4	0.9950
LINEA 5	5	10	0.0581	0.1460	0.0		
LINEA 6	6	12	0.0581	0.1460	0.0		
LINEA 7	7	8	0.0	2.0665	0.0		
LINEA 8	8	9	0.0	2.0665	0.0		
LINEA 9	9	11	0.0	0.8330	0.0		
LINEA 10	10	11	0.0	0.8330	0.0		
TRANS 11	11	10	0.0	0.9165	0.0	9	0.9850
TRANS 12	11	12	0.0	0.9165	0.0	11	0.9850

DATOS DE CARGAS

BARRA	M <sup>2</sup>	MVAR	B	VOLTAJE
1	9.400	7.100	0.0	100.000
2	1.500	1.600	0.0	97.300
3	0.0	0.0	0.0	95.000
4	0.0	0.0	0.0	95.200
5	18.000	8.700	0.0	92.700
6	0.0	0.0	0.0	99.800
7	0.0	0.0	0.0	99.800
8	6.500	4.900	0.0	99.400
9	0.0	0.0	0.0	96.400
10	0.0	0.0	0.0	93.200
11	0.0	0.0	0.0	96.500
12	0.0	0.0	0.0	93.200

CALCULO DE LA MATRIZ DE ADMITANCIAS

FALLA TRIFASICA EN LA BARRA NO. 5

GEN. 1 2  
ITER 12 12

MATRIZ DE ADMITANCIAS FORMADA Y ALMACENADA EN EL REGISTRO NO. 1  
FALLA TRIFASICA EN LINEA 10-5, CECANA A BARRA NO. 5

CAMBIO DE DATOS DE LINEA

BARRA	BARRA	R (PU)	X (PU)	B (PU)	TAP	RELACION
5	10	-0.0581	-0.1460	0.0		

CALCULO DE LA MATRIZ DE ADMITANCIAS

CAMBIO DE DATOS EN EL SISTEMA DEL REGISTRO NO. 1  
SISTEMA SIN FALLA TRIFASICA

GEN. 1 2  
ITER 38 40

MATRIZ DE ADMITANCIAS FORMADA Y ALMACENADA EN EL REGISTRO NO. 2  
SISTEMA SIN FALLA . LINEA 10-5 ABIERTA

CAMBIO DE DATOS DE LINEA

BARRA	BARRA	R (PU)	X (PU)	B (PU)	TAP	RELACION
5	10	0.0581	0.1460	0.0		

CALCULO DE LA MATRIZ DE ADMITANCIAS

CAMBIO DE DATOS EN EL SISTEMA DEL REGISTR NO. 2  
SISTEMA SIN FALLA TRIFASICA

GEN: 1 2  
ITER 46 49

MATRIZ DE ADMITANCIAS FORMADA Y ALMACENADA EN EL REGISTRO NO. 3  
SISTEMA SIN FALLA , LINEA 10-5 RESTAURADA

CAMBIO DE DATOS DE BARRA

BARRA	MW	MVAR	E	VOLTIOS(PCT)
5	6.70	63.60	0.0	92.60

CALCULO DE LA MATRIZ DE ADMITANCIAS

CAMBIO DE DATOS EN EL SISTEMA DEL REGISTRO NO. 3  
SISTEMA SIN FALLA TRIFASICA

GEN: 1 2  
ITER: 35 36

MATRIZ DE ADMITANCIAS FORMADA Y ALMACENADA EN EL REGISTRO NO. 4  
FALLA MONOFASICA EN LINEA 10-5, CERCA DE BARRA NO. 5

CAMBIO DE DATOS DE LINEA

BARRA	BARRA	R(PU)	X(PU)	B(PU)	TAP	RELACION
5	10	-0.0581	-0.1460	0.0		
5	10	0.0744	1.0869	0.0		

CAMBIO DE DATOS DE BARRA

BARRA	MW	MVAR	B	VELTIOS(PCT)
5	-5.70	-63.80	0.0	92.60



CALCULO DE LA MATRIZ DE ADMITANCIAS

CAMBIO DE DATOS EN EL SISTEMA DEL REGISTRO NO. 4  
SISTEMA SIN FALLA TRIFASICA

GEN. 1 2  
ITER 39 41

MATRIZ DE ADMITANCIAS FORMADA Y ALMACENADA EN EL REGISTRO NO. 5  
MANIOBRA MONOFASICA \* APERTURA DE LA FASE FALLCSA

R E S U L T A D O S  
 \*\*\*\*\*

-----  
 CALCULO DE LAS CURVAS DE OSCILACION  
 -----

CONDICIONES INICIALES DE LOS GENERADORES

NO.	VOLTIOS(PCT)	ANGULO	XT	H	MV	MVAR	O	PMW	FMW	T1	T2
1	100.0000	0.0	0.9600	0.65	24.5	13.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2	99.4000	-1.2000	1.2300	1.80	11.5	11.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

FALLA TRIFASICA EN LINEA 10-5. CECANA A BARRA NO. 5  
 CONDICION DE MANIOBRA EN 0.0 SUGUNDOS USA EL REGISTRO NO. 1

SISTEMA SIN FALLA. LINEA 10-5 ABIERTA  
 CONDICION DE MANIOBRA EN 0.200 SUGUNDOS USA EL REGISTRO NO. 2

ANGULOS INTERNOS DE LCS GENERADORES EN FUNCION DEL TIEMPO

TIEMPO	GEN. NO. 1	GEN. NO. 2
0.000	11.79	5.96
0.020	12.27	6.07
0.040	13.70	6.40
0.060	16.08	6.56
0.080	19.37	7.75
0.100	23.54	8.75
0.120	24.56	10.09
0.140	34.57	11.68
0.160	40.93	13.56
0.180	48.15	15.77
0.200	56.09	18.32
0.220	62.84	21.37
0.240	68.44	24.96
0.260	72.75	29.12
0.280	75.79	33.86
0.300	77.80	39.15
0.320	78.27	44.95
0.340	77.06	51.17
0.360	76.26	57.74
0.380	75.25	64.63
0.400	73.43	71.41
0.420	71.75	78.25
0.440	70.58	84.93
0.460	70.24	91.34
0.480	71.02	97.38
0.500	73.13	102.55
0.520	76.71	108.13
0.540	81.83	112.77
0.560	88.47	116.94
0.580	96.53	120.64
0.600	105.83	123.95
0.620	116.12	126.62
0.640	127.09	129.66
0.660	139.40	132.32
0.680	140.69	134.99
0.700	160.82	137.82
0.720	170.91	140.92
0.740	180.31	144.41
0.760	188.64	148.37
0.780	195.79	152.85
0.800	201.69	157.90
0.820	209.32	163.53
0.840	209.70	169.72
0.860	211.91	176.44
0.880	213.06	183.61
0.900	213.35	191.17
0.920	213.00	198.99
0.940	212.33	206.96
0.960	211.66	214.94
0.980	211.37	222.81
1.000	211.78	230.44

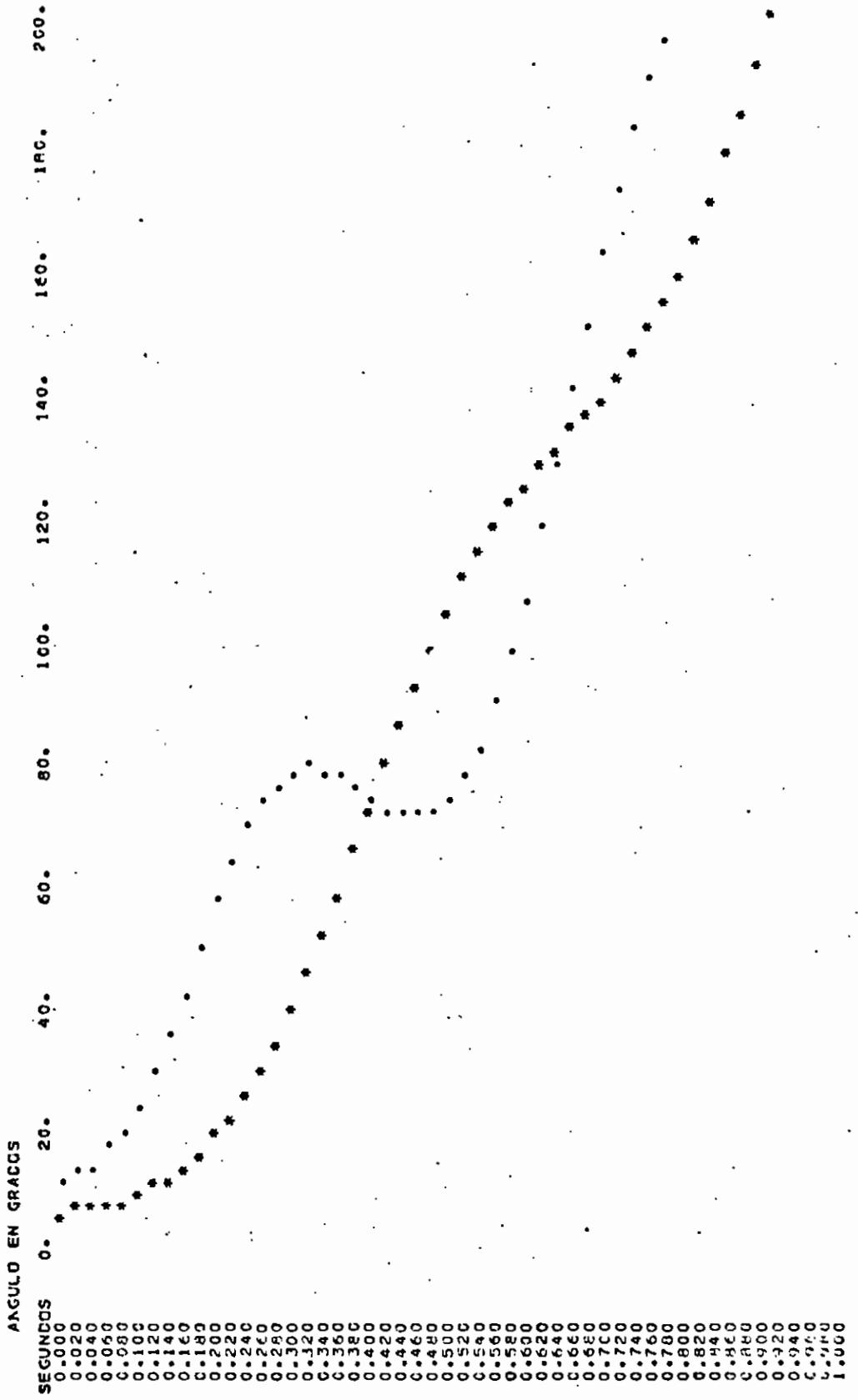
POTENCIA ELECTRICA DE LOS GENERADORES EN FUNCION DEL TIEMPO

TIEMPO	GEN. NO. 1	GEN. NO. 2
0.000	24.50	11.50
0.020	10.07	2.37
0.040	10.14	2.07
0.060	10.36	1.70
0.080	11.20	1.19
0.100	11.80	0.55
0.120	12.49	-0.19
0.140	13.24	-1.03
0.160	14.04	-1.56
0.180	14.85	-2.36
0.200	41.31	-5.13
0.220	42.79	-11.24
0.240	43.52	-12.12
0.260	43.57	-12.53
0.280	42.94	-11.47
0.300	41.58	-9.62
0.320	39.39	-6.54
0.340	36.30	-2.58
0.360	32.31	2.21
0.380	27.54	7.55
0.400	22.29	13.07
0.420	16.56	18.34
0.440	11.98	22.97
0.460	7.72	26.72
0.480	4.45	29.45
0.500	2.31	31.16
0.520	1.38	31.90
0.540	1.66	31.66
0.560	3.16	30.49
0.580	5.83	28.31
0.600	9.59	25.10
0.620	14.23	20.52
0.640	19.42	15.55
0.660	24.77	10.51
0.680	29.84	5.02
0.700	34.27	-0.11
0.720	37.86	-4.54
0.740	40.52	-8.05
0.760	42.31	-10.55
0.780	43.32	-12.02
0.800	43.63	-12.41
0.820	43.26	-11.74
0.840	42.20	-10.35
0.860	40.34	-7.80
0.880	37.60	-4.21
0.900	33.94	0.28
0.920	29.45	5.46
0.940	24.74	10.96
0.960	18.99	16.37
0.980	13.82	21.29
1.000	13.82	21.29

GRAFICO DE LAS CURVAS DE OSCILACION

FALLA TRIFASICA EN LINEA 5-10  
 FALLA DESPEJADA EN 0.19 SEGUNDOS  
 SIN RECIEPHE

\* GEN NO. 1  
 \* GEN NO. 2



RESULTADOS  
\*\*\*\*\*

-----  
CALCULO DE LAS CURVAS DE OSCILACION  
-----

CONDICIONES INICIALES DE LOS GENERADORES

NO.	VOLTIOS(PCT)	ANGULO	XT	H	M	MVAR	D	PMW	FMW	T1	T2
1	100.0000	0.0	0.9600	0.65	24.5	13.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2	99.4000	-1.2000	1.2300	1.80	11.5	11.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

CONDICION DE MANIOBRA EN 0.0. SEGUNDOS USA EL REGISTRO NO. 1  
FALLA TRIFASICA EN LINEA 10-5. CECANA A BARRA NC. 5

CONDICION DE MANIOBRA EN 0.200 SEGUNDOS USA EL REGISTRO NO. 2  
SISTEMA SIN FALLA, LINEA 10-5 ABIERTA

CONDICION DE MANIOBRA EN 0.400 SEGUNDOS USA EL REGISTRO NO. 3  
SISTEMA SIN FALLA, LINEA 10-5 RESTAURADA

ANGULOS INTERNOS DE LCS GENERADORES EN FUNCION DEL TIEMPO

TIEMPO	GEN.NO. 1	2
0.000	11.79	5.56
0.020	12.27	6.07
0.040	13.70	6.40
0.060	16.08	6.56
0.080	19.37	7.75
0.100	23.54	8.79
0.120	28.56	10.09
0.140	34.37	11.56
0.160	40.93	13.56
0.180	48.19	15.77
0.200	56.00	19.32
0.220	62.88	21.37
0.240	68.45	24.54
0.260	72.75	29.12
0.280	75.79	33.86
0.300	77.60	39.15
0.320	78.27	44.95
0.340	77.96	51.17
0.360	75.86	57.74
0.380	75.25	64.53
0.400	72.43	71.41
0.420	71.78	78.22
0.440	70.68	84.86
0.460	70.45	91.19
0.480	71.40	97.12
0.500	73.73	102.56
0.520	77.59	107.55
0.540	82.99	112.00
0.560	89.93	115.99
0.580	98.27	119.42
0.600	107.79	122.50
0.620	118.22	125.27
0.640	129.21	127.82
0.660	140.41	130.22
0.680	151.44	132.49
0.700	161.97	135.66
0.720	171.71	138.72
0.740	180.46	142.22
0.760	191.04	145.28
0.780	154.36	150.85
0.800	195.37	155.99
0.820	203.09	161.71
0.840	203.56	167.97
0.860	205.88	174.72
0.880	207.23	181.85
0.900	206.82	189.37
0.920	205.96	197.03
0.940	204.97	204.75
0.960	204.24	212.37
0.980	204.13	219.78
1.000	204.96	226.86

POTENCIA ELECTRICA DE LOS GENERADORES EN FUNCION DEL TIEMPO

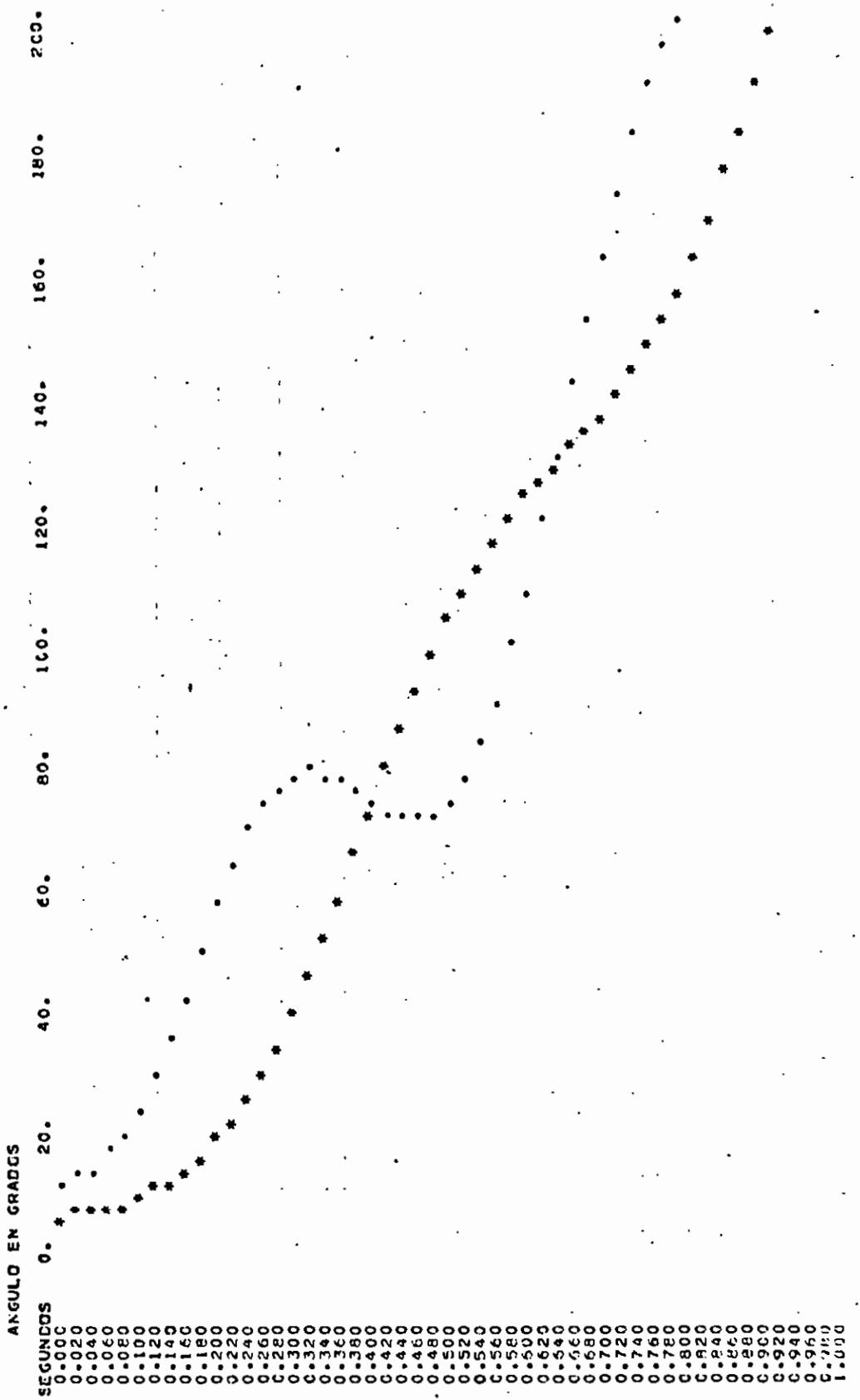
TIEMPO	GEN. NO. 1	GEN. NO. 2
0.000	24.50	11.50
0.007	10.07	2.37
0.020	10.14	2.29
0.040	10.36	2.07
0.060	10.72	1.70
0.080	11.20	1.19
0.100	11.80	0.55
0.120	12.49	-0.15
0.140	13.24	-1.03
0.160	14.04	-1.95
0.190	14.85	-2.90
0.200	14.31	-5.13
0.220	42.79	-11.24
0.240	47.52	-12.32
0.260	43.57	-12.30
0.280	42.94	-11.47
0.300	41.58	-9.52
0.320	35.39	-6.54
0.340	36.30	-2.52
0.360	32.31	2.21
0.380	27.54	7.55
0.400	21.89	14.00
0.420	16.35	19.46
0.440	11.23	24.24
0.460	6.91	28.04
0.480	3.67	30.76
0.500	1.57	32.39
0.520	0.90	32.75
0.540	1.57	32.47
0.560	3.48	30.92
0.580	6.63	28.22
0.600	10.88	24.55
0.620	15.50	19.84
0.640	21.48	14.92
0.660	26.99	9.67
0.680	32.03	3.05
0.700	36.70	-2.02
0.720	39.02	-6.22
0.740	41.97	-9.35
0.760	43.44	-11.47
0.780	44.12	-12.47
0.800	44.07	-12.40
0.820	43.29	-11.26
0.840	41.71	-9.03
0.860	39.23	-5.72
0.880	35.78	-1.35
0.900	31.40	3.77
0.920	26.27	9.44
0.940	20.73	15.17
0.960	15.24	20.52
0.980	10.25	25.11
1.000	10.25	25.11



GRAFICO DE LAS CURVAS DE OSCILACION

FALLA TRIFASICA EN LINEA 5-10  
 FALLA DESPEJADA EN 0.19 SEGUNDOS; APERTURA TRIFASICA  
 RECIERRE TRIFASICO DE LINEA 5-10 EN 0.39 SEGUNDOS

\* GEN NO: 1  
 \* GEN NO: 2



RESULTADOS  
\*\*\*\*\*

-----  
CALCULO DE LAS CURVAS DE OSCILACION  
-----

CONDICIONES INICIALES DE LOS GENERADORES

NO.	VOLTIOS(PCT)	ANGULO	XT	H	MW	MVAR	D	PMW	FMW	T1	T2
1	100.0000	0.0	0.9600	0.65	24.5	13.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2	99.4000	-1.2000	1.2300	1.80	11.5	11.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

CONDICION DE MANIOBRA EN 0.0 SEGUNDOS USA EL REGISTRO NO. 4  
FALLA MONOFASICA EN LINEA 10-5, CERCA DE PARRA NO. 5

CONDICION DE MANIOBRA EN 0.200 SEGUNDOS USA EL REGISTRO NO. 2  
SISTEMA SIN FALLA, LINEA 10-5 ABIERTA

ANGULOS INTERNOS DE LOS GENERADORES EN FUNCION DEL TIEMPO

TIEMPO	GEN.-NO. 1	GEN.-NO. 2
0.000	11.79	5.96
0.020	12.06	6.03
0.040	12.27	6.23
0.060	14.20	6.58
0.080	16.01	7.08
0.100	18.27	7.72
0.120	20.93	8.65
0.140	27.22	11.00
0.160	30.74	12.56
0.180	34.42	14.40
0.200	37.56	16.48
0.220	40.10	18.81
0.240	42.05	21.40
0.260	43.43	24.27
0.280	44.28	27.20
0.300	44.70	30.54
0.320	44.78	33.93
0.340	44.65	37.42
0.360	44.46	40.55
0.380	44.35	44.47
0.400	44.48	47.92
0.420	44.58	51.25
0.440	45.57	54.41
0.460	47.55	57.39
0.480	45.77	60.15
0.500	52.65	62.69
0.520	56.18	65.02
0.540	60.31	67.15
0.560	64.96	69.11
0.580	70.01	70.94
0.600	75.33	72.69
0.620	80.77	74.41
0.640	86.18	76.16
0.660	91.42	77.99
0.680	96.75	79.90
0.700	100.36	82.11
0.720	104.26	84.48
0.740	108.31	87.09
0.760	111.16	89.95
0.780	113.41	93.07
0.800	115.10	96.43
0.820	116.29	100.01
0.840	117.07	103.76
0.860	117.54	107.65
0.880	117.85	111.63
0.900	118.13	115.62
0.920	118.54	119.59
0.940	119.22	123.48
0.960	120.30	127.23
0.980	121.91	130.81

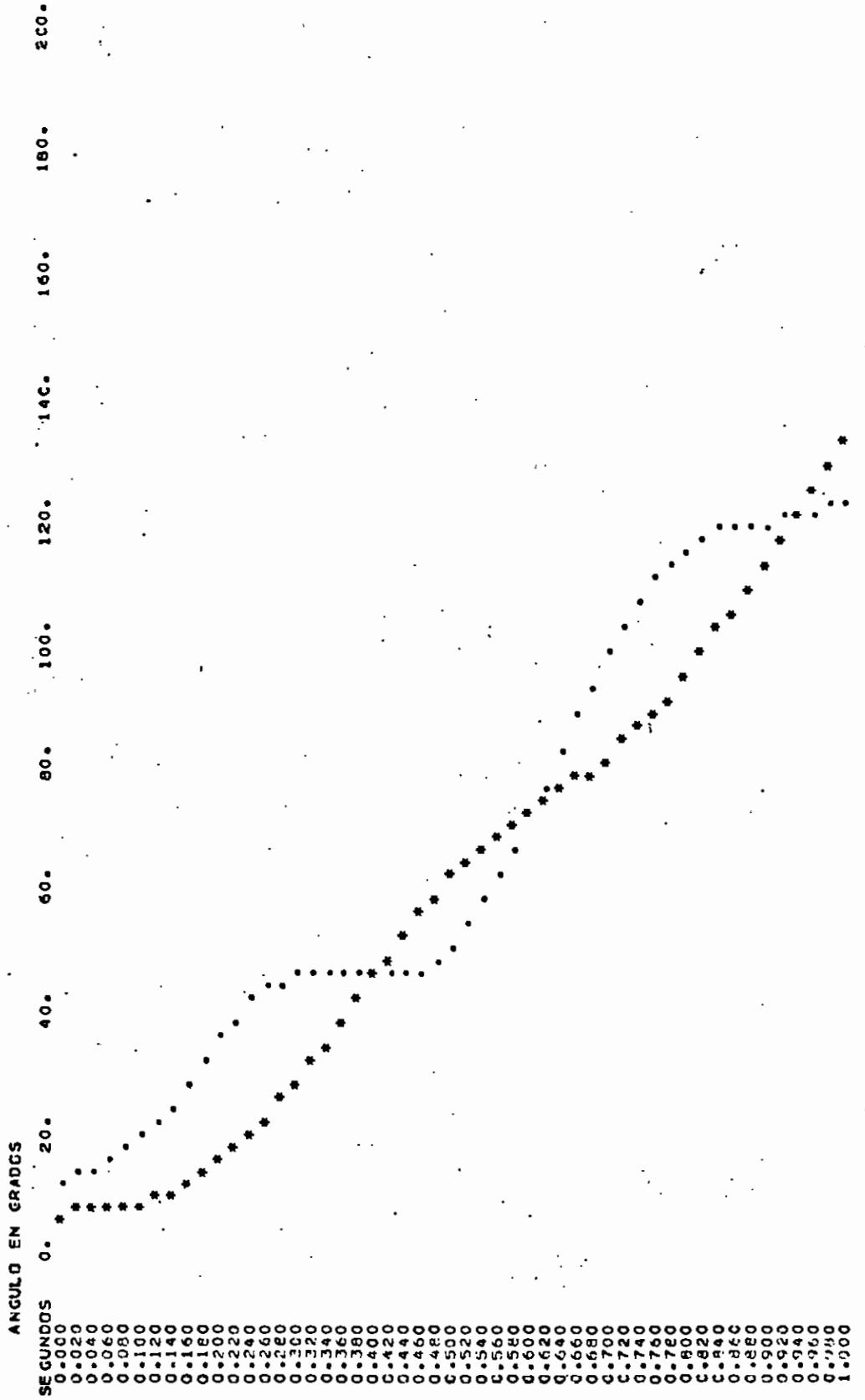
POTENCIA ELECTRICA DE LOS GENERADORES EN FUNCION DEL TIEMPO

TIEMPO	GEN.NO.	1	2
0.000	24.50	11.50	11.50
0.020	16.32	15.80	15.80
0.040	16.42	55.80	55.80
0.060	16.71	55.50	55.50
0.080	17.16	55.03	55.03
0.100	17.78	4.735	4.735
0.120	18.51	3.61	3.61
0.140	19.33	2.74	2.74
0.160	20.20	1.80	1.80
0.180	21.08	0.83	0.83
0.200	21.94	0.11	0.11
0.220	32.79	1.64	1.64
0.240	33.36	0.98	0.98
0.260	33.47	0.84	0.84
0.280	33.13	1.24	1.24
0.300	32.35	2.10	2.10
0.320	31.13	3.56	3.56
0.340	29.53	7.47	7.47
0.360	25.47	9.78	9.78
0.380	23.21	12.14	12.14
0.400	20.97	14.41	14.41
0.420	18.87	16.47	16.47
0.440	17.11	18.20	18.20
0.460	15.73	19.51	19.51
0.480	14.04	20.34	20.34
0.500	14.50	20.67	20.67
0.520	14.71	20.47	20.47
0.540	15.48	19.75	19.75
0.560	16.75	18.55	18.55
0.580	18.44	16.51	16.51
0.600	20.46	14.62	14.62
0.620	22.67	12.66	12.66
0.640	24.94	10.33	10.33
0.660	27.13	8.03	8.03
0.680	29.11	5.83	5.83
0.700	30.70	3.94	3.94
0.720	32.10	2.45	2.45
0.740	32.99	1.41	1.41
0.760	33.43	0.25	0.25
0.780	33.43	0.50	0.50
0.800	32.96	1.44	1.44
0.820	32.06	2.19	2.19
0.840	30.74	4.01	4.01
0.860	29.04	5.50	5.50
0.880	27.05	8.08	8.08
0.900	24.86	10.42	10.42
0.920	22.59	12.77	12.77
0.940	20.38	15.00	15.00
0.960	18.38	16.97	16.97
0.980	16.69	18.60	18.60
1.000	16.69	18.60	18.60

GRAFICO DE LAS CURVAS DE OSCILACION

FALLA FASE-TIERRA EN LINEA 5-10  
 FALLA DESPEJADA EN 0.19 SEGUNDOS. APERTURA TRIFASICA  
 NO EXISTE RECIERRE

\* GEN NO. 1  
 \* GEN NO. 2



RESULTADOS  
\*\*\*\*\*

-----  
CALCULO DE LAS CURVAS DE OSCILACION  
-----

NO.	VOLTIOS(PCT)	ANGULO	XT	H	MW	MVAR	C	PMW	FMW	T1	T2
1	100.0000	0.0	C.560C	0.65	24.5	13.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2	99.4000	-1.2000	1.230C	1.80	11.5	11.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

CONDICIONES INICIALES DE LOS GENERADORES

CONDICION DE MANIOBRA EN 0.0 SUGUNDOS USA EL REGISTRO NO. 4  
FALLA MONOFASICA EN LINEA 10-5 , CERCA DE BARRA NO. 5

CONDICION DE MANIOBRA EN 0.200 SUGUNDOS USA EL REGISTRO NO. 2  
SISTEMA SIN FALLA , LINEA 10-5 ABIERTA

CONDICION DE MANIOBRA EN 0.400 SUGUNDOS USA EL REGISTRO NO. 3  
SISTEMA SIN FALLA , LINEA 10-5 RESTAURADA

ANGULOS INTERNOS DE LOS GENERADORES EN FUNCION DEL TIEMPO

TIEMPO	GEN.NO. 1	2
0.000	11.79	5.96
0.020	12.06	6.03
0.040	12.27	6.23
0.060	14.20	6.58
0.080	16.61	7.08
0.100	18.27	7.76
0.120	20.53	8.62
0.140	23.93	9.65
0.160	27.22	11.00
0.180	30.74	12.56
0.200	34.42	14.40
0.220	37.56	16.48
0.240	40.10	18.81
0.260	42.05	21.40
0.280	43.42	24.23
0.300	44.28	27.29
0.320	44.70	30.54
0.340	44.78	33.93
0.360	44.65	37.42
0.380	44.46	40.93
0.400	44.35	44.47
0.420	44.51	47.89
0.440	45.08	51.17
0.460	46.17	54.27
0.480	47.87	57.15
0.500	50.25	59.79
0.520	53.29	62.20
0.540	56.59	64.37
0.560	61.27	66.35
0.580	66.03	68.15
0.600	71.15	69.83
0.620	76.47	71.44
0.640	81.87	73.07
0.660	87.08	74.67
0.680	92.07	76.42
0.700	96.67	78.33
0.720	100.78	80.43
0.740	104.22	82.76
0.760	107.24	85.32
0.780	109.54	88.15
0.800	111.24	91.28
0.820	112.33	94.59
0.840	113.05	98.10
0.860	113.55	101.75
0.880	113.43	105.45
0.900	113.44	109.26
0.920	113.52	113.01
0.940	113.84	116.68
0.960	114.55	120.21
0.980	115.76	123.56
1.000	117.57	126.70

POTENCIA ELECTRICA DE LOS GENERADORES EN FUNCION DEL TIEMPO

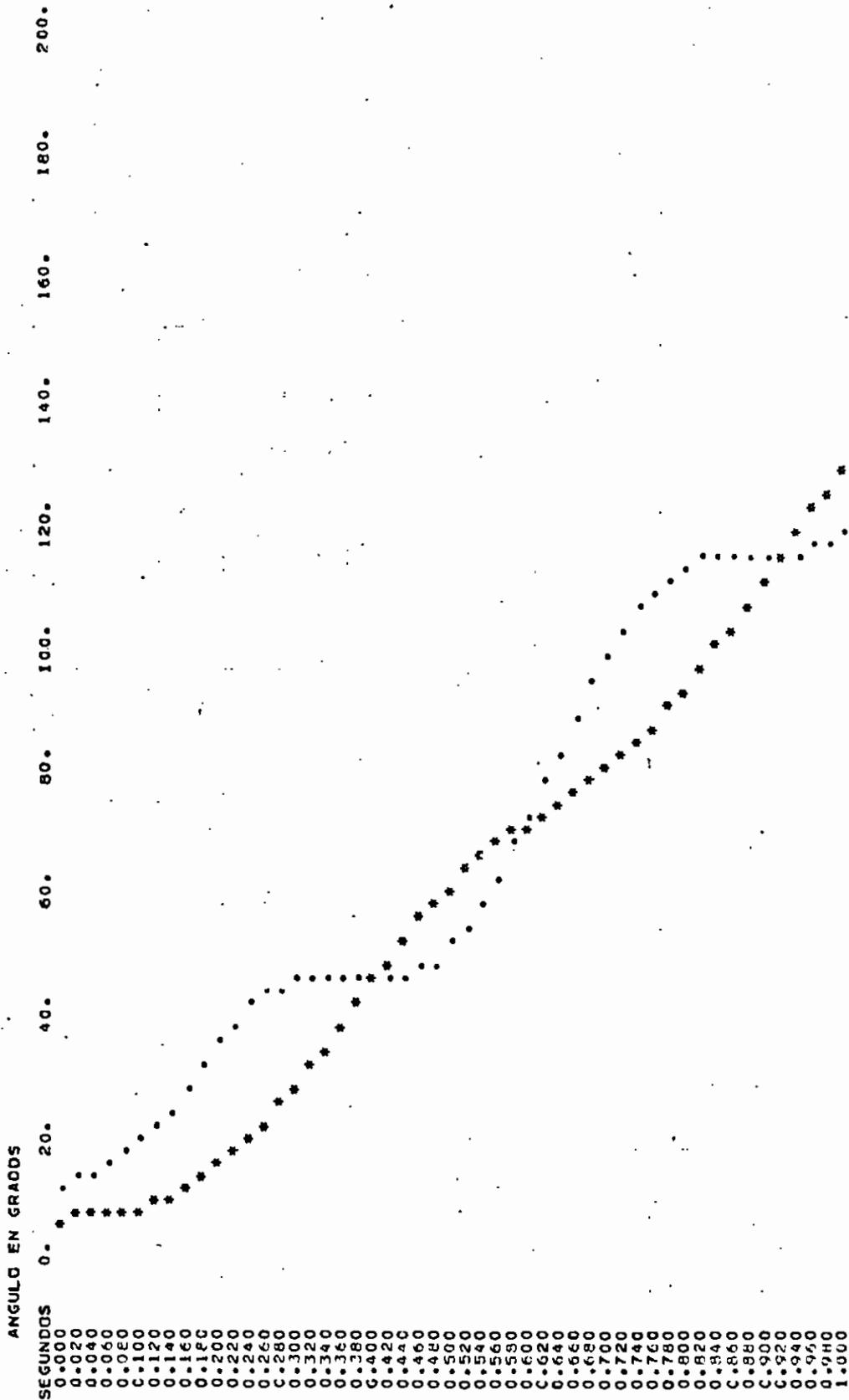
TIEMPO	GEN. NO. 1	GEN. NO. 2
0.000	24.50	11.50
0.020	16.32	5.80
0.040	16.42	5.50
0.060	16.71	5.03
0.080	17.16	4.35
0.100	17.78	3.61
0.120	18.51	2.74
0.140	19.33	1.80
0.160	20.20	0.82
0.180	21.08	0.11
0.200	21.94	1.64
0.220	32.79	0.98
0.240	33.36	0.84
0.260	33.47	1.24
0.280	33.13	2.16
0.300	32.35	3.56
0.320	31.13	5.36
0.340	29.51	7.47
0.360	27.62	9.78
0.380	25.47	12.14
0.400	23.21	15.40
0.420	20.51	17.51
0.440	18.37	19.24
0.460	16.50	20.50
0.480	15.26	21.23
0.500	14.49	21.40
0.520	14.31	21.00
0.540	14.73	20.05
0.560	15.74	18.55
0.580	17.26	16.65
0.600	19.21	14.46
0.620	21.44	12.02
0.640	23.82	9.52
0.660	26.19	7.12
0.680	28.41	4.97
0.700	30.35	3.18
0.720	31.92	1.84
0.740	33.06	1.07
0.760	33.73	0.85
0.780	33.92	1.20
0.800	33.62	2.12
0.820	32.84	3.52
0.840	31.60	5.41
0.860	29.93	7.65
0.880	27.92	10.02
0.900	25.66	12.58
0.920	23.28	14.99
0.940	20.52	17.16
0.960	18.73	18.96
0.980	16.88	20.31
1.000	15.46	20.31
1.000	15.46	20.31



GRAFICO DE LAS CURVAS DE OSCILACION

FALLA FASE-TIERRA EN LINEA 5-10  
FALLA DESPEJADA EN 0.19 SEGUNDOS. APERTURA TRIFASICA  
RECIBIERE TRIFASICO DE LINEA 5-10 EN 0.39 SEGUNDOS

\* GEN NO: 1  
\* GEN NO: 2



RESULTADOS  
\*\*\*\*\*

-----  
CALCULO DE LAS CURVAS DE OSCILACION  
-----

CONDICIONES INICIALES DE LOS GENERADORES

NO.	VOLTIOS(PCT)	ANGULO	XT	H	MW	MVAR	C	PMW	FPW	T1	T2
1	100.0000	0.0	0.9600	0.63	24.5	13.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2	59.4000	-1.2000	1.2300	1.80	11.5	11.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

CONDICION DE MANIOBRA EN 0.0 SUGUNDOS USA EL REGISTRC NO. 5  
FALLA MONOFASICA EN LINEA 10-5, CERCA DE BARRA NO. 5

CONDICION DE MANIOBRA EN 0.200 SUGUNDOS USA EL REGISTRC NO. 5  
MANIOBRA MONOFASICA, APERTURA DE LA FASE FALLOSA

CONDICION DE MANIOBRA EN 0.400 SUGUNDOS USA EL REGISTRO NO. 3  
SISTEMA SIN FALLA, LINEA 10-5 RESTAURADA

ANGULOS INTERNOS DE LOS GENERADORES EN FUNCION DEL TIEMPO

TIEMPO	GEN.-NO. 1	2
0.000	11.72	5.56
0.020	12.06	6.02
0.040	12.87	6.23
0.060	14.20	6.58
0.080	16.01	7.08
0.100	18.27	7.76
0.120	20.53	8.62
0.140	23.53	9.65
0.160	27.22	11.00
0.180	30.74	12.56
0.200	34.42	14.40
0.220	37.55	16.47
0.240	40.07	18.72
0.260	41.95	21.14
0.280	43.31	24.12
0.300	44.11	27.14
0.320	44.46	30.32
0.340	44.48	33.64
0.360	44.29	37.04
0.380	44.03	40.47
0.400	43.87	43.86
0.420	43.97	47.16
0.440	44.47	50.32
0.460	45.48	53.30
0.480	47.10	56.07
0.500	49.26	58.60
0.520	52.29	60.91
0.540	55.86	62.95
0.560	60.00	64.87
0.580	64.61	66.58
0.600	69.57	68.17
0.620	74.72	69.65
0.640	79.92	71.20
0.660	85.01	72.75
0.680	89.85	74.41
0.700	94.51	76.22
0.720	98.28	78.23
0.740	101.70	80.46
0.760	104.51	82.94
0.780	106.71	85.67
0.800	108.32	88.64
0.820	109.38	91.83
0.840	109.92	95.21
0.860	110.22	98.73
0.880	110.25	102.34
0.900	110.15	105.95
0.920	110.22	109.61
0.940	110.49	113.15
0.960	111.12	116.54
0.980	112.17	119.74
1.000	113.97	122.80

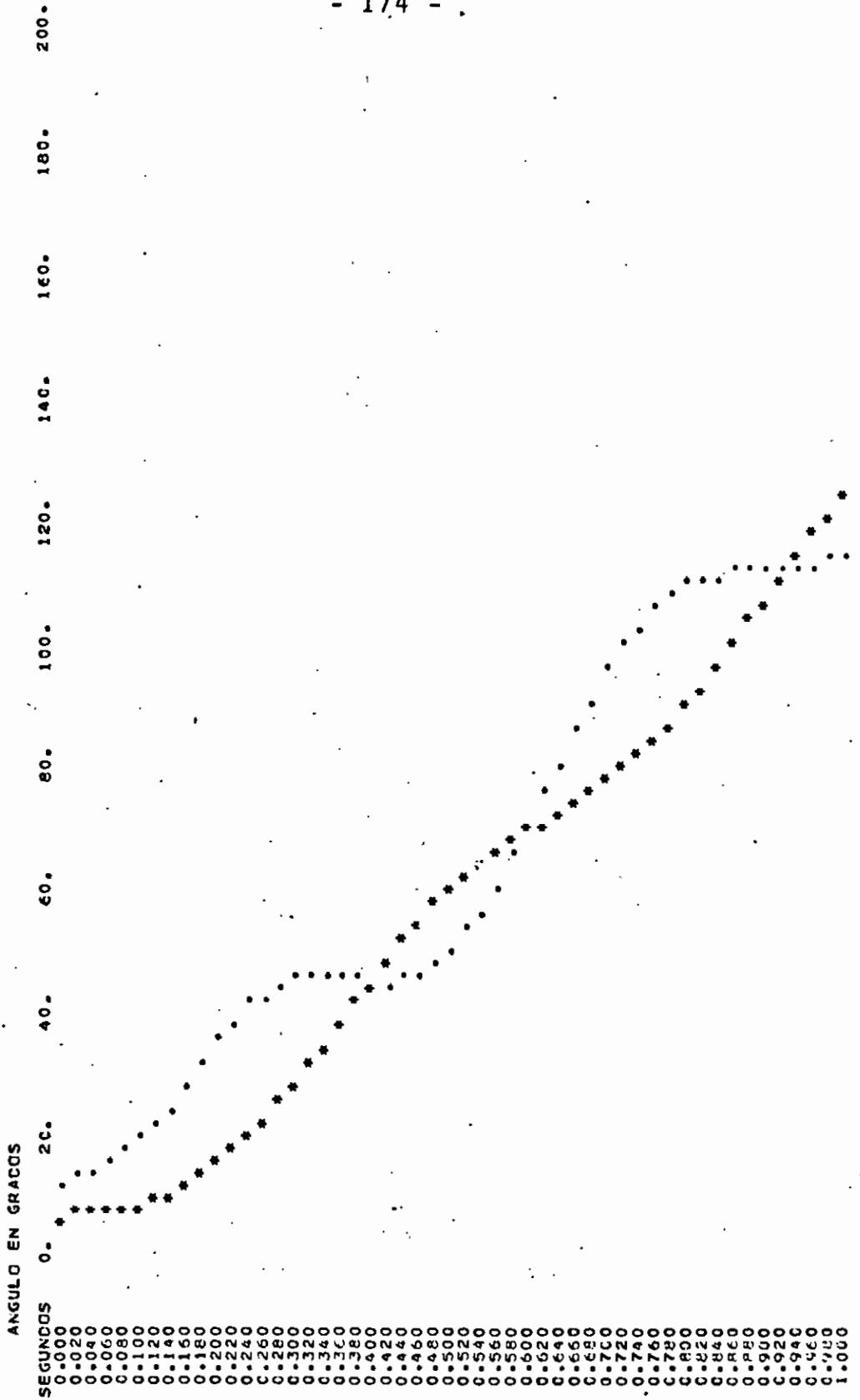
POTENCIA ELECTRICA DE LOS GENERADORES EN FUNCION DEL TIEMPO

GEN. NO.	TIEMPO	1	2
24	0.50	11.50	11.50
24	16.32	15.90	15.90
0.020	16.42	5.80	5.80
0.040	16.71	5.50	5.50
0.060	17.16	5.02	5.02
0.080	17.78	4.39	4.39
0.100	18.51	3.61	3.61
0.120	19.33	2.74	2.74
0.140	20.20	1.80	1.80
0.160	21.08	0.83	0.83
0.180	21.94	0.11	0.11
0.200	22.95	2.07	2.07
0.220	23.54	1.38	1.38
0.240	23.66	1.25	1.25
0.260	23.30	1.66	1.66
0.280	22.49	2.61	2.61
0.300	21.23	4.06	4.06
0.320	29.58	5.91	5.91
0.340	27.61	8.09	8.09
0.360	25.41	10.45	10.45
0.380	23.10	12.85	12.85
0.400	20.60	15.31	15.31
0.420	18.50	17.38	17.38
0.440	16.75	19.08	19.08
0.460	15.45	20.55	20.55
0.480	14.69	21.05	21.05
0.500	14.51	21.21	21.21
0.520	14.92	20.82	20.82
0.540	15.91	19.88	19.88
0.560	17.40	18.40	18.40
0.580	19.30	16.60	16.60
0.600	21.49	14.41	14.41
0.620	23.82	12.02	12.02
0.640	26.15	9.57	9.57
0.660	28.32	7.22	7.22
0.680	30.23	5.10	5.10
0.700	31.77	3.35	3.35
0.720	32.89	2.05	2.05
0.740	33.56	1.28	1.28
0.760	33.74	1.00	1.00
0.780	33.45	1.40	1.40
0.800	32.68	2.30	2.30
0.820	31.46	3.71	3.71
0.840	29.83	5.55	5.55
0.860	27.85	7.73	7.73
0.880	25.63	10.11	10.11
0.900	23.30	12.56	12.56
0.920	20.94	14.92	14.92
0.940	18.55	17.09	17.09
0.960	17.02	18.92	18.92
0.980	15.64	20.12	20.12
1.000	15.04	20.12	20.12

GRAFICO DE LAS CURVAS DE OSCILACION

FALLA FASE TIERRA EN LINEA 5-10  
 FALLA DESPEJADA EN 0.19 SEGUNDOS. APERTURA MONOFASICA  
 RECIERRE MONOFASICO DE LINEA 5-10 EN 0.39 SEUNDOS

\* GEN NO: 1  
 \* GEN NO: 2



RESULTADOS  
\*\*\*\*\*

-----  
CALCULO DE LAS CURVAS DE OSCILACION  
-----

CONDICIONES INICIALES DE LOS GENERADORES

NO.	VOLTIOS(PCT)	ANGULO	XT	H	MW	MVAR	D	FI	FMA	T1	T2
1	100.0000	0.0	0.9600	0.65	24.5	13.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2	99.4000	-1.2000	1.2300	1.80	11.5	11.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

FALLA MONOFASICA EN LINEA 10-5, CERCA DE BARPA NO. 5  
CONDICION DE MANIOBRA EN 0.0 SUGUNDOS USA EL REGISTRO NO. 4

MANIOBRA MONOFASICA, APERTURA DE LA FASE FALLCSA  
CONDICION DE MANIOBRA EN 0.200 SUGUNDOS USA EL REGISTRO NO. 5

SISTEMA SIN FALLA, LINEA 10-5 RESTAURADA  
CONDICION DE MANIOBRA EN 0.300 SUGUNDOS USA EL REGISTRO NO. 3

ANGULOS INTERNOS DE LOS GENERADORES EN FUNCION DEL TIEMPO

TIEMPO	GEN. NO. 1	2
0.000	11.79	5.96
0.040	12.06	6.03
0.060	12.87	6.23
0.080	14.20	6.52
0.100	16.01	7.06
0.120	18.27	7.76
0.140	20.53	8.62
0.160	23.53	9.69
0.180	27.22	11.00
0.200	30.74	12.56
0.220	34.42	14.40
0.240	37.55	16.47
0.260	40.07	18.78
0.280	41.99	21.34
0.300	43.31	24.13
0.320	44.11	27.14
0.340	44.47	30.32
0.360	44.50	33.64
0.380	44.23	37.03
0.400	44.11	40.45
0.420	44.00	43.84
0.440	44.14	47.14
0.460	44.36	50.30
0.480	45.70	53.29
0.500	47.32	56.09
0.520	48.59	58.60
0.540	52.51	60.91
0.560	56.35	63.01
0.580	60.17	64.91
0.600	64.75	66.64
0.620	69.66	68.25
0.640	74.78	69.75
0.660	79.95	71.32
0.680	85.01	72.90
0.700	89.82	74.57
0.720	94.26	76.40
0.740	98.23	78.41
0.760	101.64	80.65
0.780	104.47	83.13
0.800	106.58	85.86
0.820	108.31	88.82
0.840	109.41	92.01
0.860	110.05	95.36
0.880	110.34	98.89
0.900	110.40	102.49
0.920	110.40	106.12
0.940	110.40	109.73
0.960	111.43	113.26
0.980	112.51	116.66
1.000	114.31	119.84
		122.51

POTENCIA ELECTRICA DE LOS GENERADORES EN FUNCION DEL TIEMPO

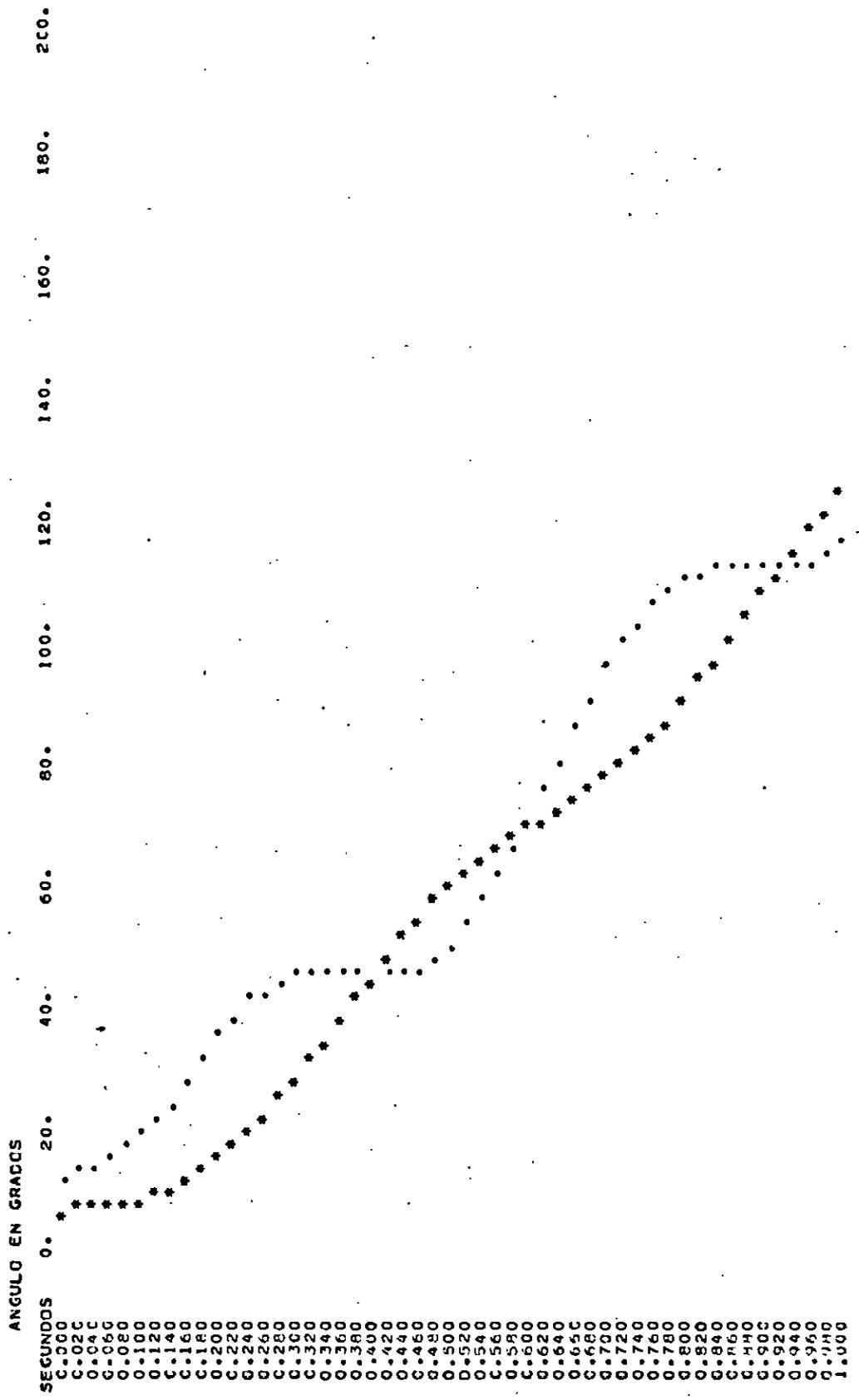
TIEMPO	GEN. NO.	1	2
0.000	24.50	11.50	11.50
0.020	16.42	15.50	15.50
0.040	16.71	5.50	5.50
0.060	17.16	5.50	5.50
0.080	17.78	4.50	4.50
0.100	18.51	3.61	3.61
0.120	19.33	2.74	2.74
0.140	20.20	1.80	1.80
0.160	21.08	0.83	0.83
0.180	21.94	0.11	0.11
0.200	22.95	2.07	2.07
0.220	23.64	1.36	1.36
0.240	23.66	1.25	1.25
0.260	23.30	1.66	1.66
0.280	22.43	2.61	2.61
0.300	21.13	4.09	4.09
0.320	25.46	5.56	5.56
0.340	27.47	6.15	6.15
0.360	25.26	10.51	10.51
0.380	23.95	12.22	12.22
0.400	20.69	17.22	17.22
0.420	18.61	18.55	18.55
0.440	16.89	20.16	20.16
0.460	15.61	20.89	20.89
0.480	14.85	21.07	21.07
0.500	14.66	20.69	20.69
0.520	15.06	19.78	19.78
0.540	16.02	16.38	16.38
0.560	17.48	16.55	16.55
0.580	19.35	14.40	14.40
0.600	21.50	12.04	12.04
0.620	23.80	9.43	9.43
0.640	26.09	7.32	7.32
0.660	28.23	5.23	5.23
0.680	30.11	3.50	3.50
0.700	31.64	2.21	2.21
0.720	32.76	1.44	1.44
0.740	33.42	1.22	1.22
0.760	33.61	1.52	1.52
0.780	33.32	2.42	2.42
0.800	32.57	3.81	3.81
0.820	31.37	5.62	5.62
0.840	29.77	7.76	7.76
0.860	27.82	10.11	10.11
0.880	25.64	12.52	12.52
0.900	23.34	14.84	14.84
0.920	21.06	16.54	16.54
0.940	18.93	18.65	18.65
0.960	17.16	20.00	20.00
0.980	15.79		
1.000	15.79		



GRAFICO DE LAS CURVAS DE OSCILACION

FALLA FASE TIERRA EN LINEA 5-10  
 FALLA DESPEJADA EN 0.19 SEGUNDOS. APERTURA MONOFASICA  
 RECIERRE MONOFASICO DE LINEA 5-10 EN 0.29 SEUNDOS

\* GEN NO. 1  
 \* GEN NO. 2



MATRICES ALMACENADAS EN LOS REGISTROS

D E S C R I P C I O N

REGISTRO

- 1 FALLA TRIFASICA EN LINEA 10-5 , CECANA A BARRA NO. 5
- 2 SISTEMA SIN FALLA , LINEA 10-5 ABIERTA
- 3 SISTEMA SIN FALLA , LINEA 10-5 RESTAURADA
- 4 FALLA MONOFASICA EN LINEA 10-5 , CERCA DE BARRA NO. 5
- 5 MANIOBRA MONOFASICA , APERTURA DE LA FASE FALLOSA

6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26  
27  
28  
29  
30  
31  
32  
33  
34  
35  
36  
37  
38  
39  
40

Para este ejemplo de aplicación, los resultados del computador difieren de los que se obtienen mediante el uso del analizador de Redes de A.C. en un mayor porcentaje que para el caso anterior, aún cuando el método de solución es el mismo para los dos casos.

Los errores se deben a que en el Analizador de Redes, no se pueden representar en forma exacta cada uno de los elementos del sistema, en lo que se refiere a parámetros de los mismos (impedancias de generadores, líneas o transformadores; cargas, etc) debido a las características constructivas del analizador. Por otro lado, en el proceso mismo de cálculo, se cometen errores al representar los diferentes ángulos de fase de las máquinas sincrónicas para cada intervalo de tiempo, así como también al realizar las lecturas de las potencias eléctricas que entregan los generadores al sistema en cada intervalo de tiempo.

Los errores mencionados anteriormente, no se cometen usando el computador, con lo cual se justifica la utilización del programa digital para el análisis de Estabilidad Transitoria en SEP.

De cada proceso realizado en este ejemplo, se concluye lo siguiente:

- Las curvas de oscilación de los generadores, para falla trifásica en el punto especificado, tanto para operación o no de recierre trifásico tienen una mayor amplitud, que aquellos para falla fase-tierra, sobre todo cuando se realiza la maniobra monofásica para despejar la falla y restaurar la línea fallosa, utilizando iguales tiempos de des-

peje y recierre.

De igual modo, la amplitud de las curvas de oscilación para falla fase-tierra es menor cuando se realiza la maniobra monofásica completa (apertura y recierre) que cuando solo se despeja la falla con apertura trifásica de los disyuntores a cada extremo de la línea fallosa; beneficiando de esta manera las características de estabilidad de este sistema para estas condiciones específicas de falla.

En este ejemplo, para los procesos con falla fase tierra y con recierre monofásico, la duración del tiempo "muerto" no influye de una forma notoria - en la amplitud de las curvas de oscilación de los generadores conectados al sistema.

Cabe hacer mención que todos los procesos realizados en este ejemplo, se los realiza en una sola - corrida del programa, lo cual indica que para un sistema específico se pueden analizar varios casos a la vez, es decir varios tipos de fallas y en diferentes lugares del SEP, dependiendo únicamente de la forma en que se llaman a las diferentes subrutinas.

#### 4.2.- CONCLUSIONES

Se ha reconocido que el recierre de disyuntores a alta velocidad en líneas de transmisión es un método de reducir los disturbios de un sistema, así como también - para mejorar la estabilidad del mismo en base al análisis del ejemplo N° 2 de aplicación.

Si solamente hay una línea de transmisión entre un centro de generación y el resto del sistema es obvio que el recierre monofásico es casi una necesidad y una consecuencia directa en virtud, de que en líneas aéreas - un gran porcentaje de las fallas son del tipo fase tierra.

Un requisito esencial para aplicar el recierre monofásico es la - posibilidad de autoextinción del arco secundario durante el tiempo "muerto" del sistema que es de corta duración. Es por lo tanto de relativa gravedad para la estabilidad de un SEP que el tiempo muerto sea extenso por cuanto poco o nada será el beneficio aportado por el recierre monofásico.

Si una falla fase-tierra es aislada por una maniobra - monofásica el arco no se extingue inmediatamente, y además la presencia de las otras dos fases del sistema, genera un acoplamiento inductivo y capacitivo.

Lo anteriormente espuesto, produce dos efectos:

- a) Una corriente residual o secundaria que continuará fluyendo en la trayectoria original.
- b) Cuando se presenta una extinción completa, la trayectoria se enfría y se alarga, produciendose un voltaje de recuperación en la fase abierta y localizada en el lugar de la falla.

De los acoplamientos, el capacitivo es el más importante, con la desventaja que para una capacitancia - dada la corriente secundaria de arco es proporcional al voltaje y a la longitud de la línea de transmisión

Esta situación es desfavorable para líneas de Extra Alto voltaje .

Para estas líneas, la operación de recierre monofásico requiere de la eliminación de la corriente secundaria, antes de que se efectúe el recierre.

Con esta finalidad, se plantean los siguientes métodos que casi son igualmente efectivos.

- 1.- Adición de un capacitor conectado a través de los terminales de cada polo del disyuntor.
- 2.- Resistores descargadores a tierra.
- 3.- Reactores en paralelo con la línea de transmisión.

Los métodos 1 y 3, sirven para neutralizar el acoplamiento capacitivo, y no contemplan la neutralización completa del acoplamiento inductivo.

Si en una línea de Extra Alto Voltaje se requiere de recierre monofásico y el acoplamiento mantiene el arco de la falla por un tiempo muy largo, posiblemente la mejor alternativa es el método 2. Costos de equipo adicional que puede fallar, es una desventaja de este método.

Una comparación de los tres métodos mencionados con -

respecto al costo de aparatos adicionales que se requieran para extinguir el arco satisfactoriamente, es de importancia .

Los dos primeros métodos, utilizan equipos que no desempeñan función alguna durante operación normal del sistema, sino sólo cuando se presentan fallas. En consecuencia, son alternativas costosas.

El método 3, basado en el uso de reactores es altamente económico sobre todo en casos en los que se requieren reactores de línea, con fines de regulación de voltaje.

Este método fue aplicado en 1961 por Edwards, con resultados satisfactorios y consistió en un grupo de reactores conectados en Y al extremo de la línea trifásica, con un reactor adicional conectado entre el neutro y tierra.

Con valores de las inductancias de los reactores ajustados adecuadamente, localización correcta de los mismos y con trasposición de la línea, es posible obtener valores bajos de voltaje de recuperación y corriente secundaria. De otra manera se pueden originar valores excesivos de voltaje de recuperación, con lo cual se expone a una contingencia al aislamiento del sistema.

La aplicación de reactores para un sistema particular requiere por lo tanto, de valores óptimos de grado de compensación, localización adecuada de los reactores y transposición de la línea.

En la aplicación del recierre monofásico en estudios de estabilidad, no se hace cálculos de voltaje de recuperación ni de la corriente secundaria, quedando a buen criterio del analista, el cálculo del tiempo -

"muerto" requerido para un recierre exitoso.

Un inconveniente que se presenta, es la representación de la falla monofásica, así como también la simulación del recierre monopolar, por cuanto hay que resolver el sistema en lo referente a las redes de secuencia negativa y cero, para hallar los equivalentes respectivos.

Sería interesante, que el propio programa resuelva o halle dichos equivalentes, con lo cual se optimizaría el proceso.

Sin embargo, el programa por su estructura, es muy versátil para su utilización, por cuanto, la capacidad para formar el número de matrices requeridos para un análisis es satisfactoria, lograndose por consiguiente, que para un sistema, se puedan realizar varios procesos a la vez, sin tener que realizar nuevas lecturas de datos. Es importante también recalcar el hecho de que para un proceso determinado, se puede variar el intervalo de tiempo, y los tiempos de maniobra con solo llamar a la subrutina de cálculo de las curvas de oscilación.

La exactitud del método empleado en la selección de la ecuación de oscilación, no es adecuada, pero por las razones que se expusieron en los capítulos precedentes el método cumple con su propósito, sobre todo cuando se trata de sistemas con multi-máquinas.



## APENDICE I

### RESUMEN DE EXPERIENCIAS CON MANIOBRA MONOFASICA EN LINEAS DE TRANSMISION A ALTO VOLTAJE

- 1942 S.L. Goldsborough y A. W. Hill, "Relays and Breakers for High-Speed Single-Pole Tripping and Reclosing" , - A.I.E.E. Transactions, vol. 61, pp. 77-81, Febrero , - 1942. Paper 42-35.

Primera aplicación de recierre monofásico en líneas de alto voltaje. Se puso en servicio en una línea a 138kV y de 80 Km. de longitud.

- 1947 J. J. Trainor y C. E. Parks, "Experience with Single - Pole Relaying and Reclosing on a Large 132 kV System", A.I.E.E. Transactions, vol. 66, pp 405-411, 1947. Disc pp. 411-413. Paper 47-67.

Presenta datos de tre años de experiencia en operación de un sistema a 132 kV (5 líneas, 331 millas de longitud) con recierre monofásico. No se presentaron evidencias que, para una línea de hasta 150 Km., indiquen que el arco de falla es mantenido por efectos de acoplamiento durante la operación monofásica.

- 1949 A. C. Boisseau, B. W. Wyman, y W. F. Skeats, "Insulator Flashover Deionization Times as a Factor in Applying - High Speed Reclosing Circuit Breakers", A.I.E.E Transactions, vol. 68, parte II, pp. 1058-1066, 1949. Discs. pp 1066-1067. Paper 49-221.

Presenta resultados de laboratorio los cuales consideran el efecto de acoplamiento en líneas de 230 kV. Con

valores de 22 kV o mayores del acoplamiento capacitivo, el tiempo de deionización llega a ser extenso y en varias pruebas la interrupción de la corriente secundaria no ocurrió sino 0.5 seg. o más tarde, después de la interrupción de la corriente de falla principal. Además analiza las diferencias de acoplamiento entre fases debido a transposición homogénea de las líneas.

- 1956 F. Schaer y P. Baltensperger, "Short-Circuit Test with Rapid Reclosure on the 220-kV Mettlen-Lavorgo Line", - A.I.E.E. Transactions, vol. 75, Parte III, pp. 1137-1146, Disc, 1956. Paper 56-711.

Experiencia en línea de 100 Km. a 220 Kv. No se presentaron reencendidos con un tiempo muerto mayor a 27 ciclos para maniobra monofásica ( $f = 50$  c/s).

- 1960 A. S. Maikopar, "Minimum Time of Automatic Reclosing," Electric Technology, U.S.S.R., Pergamon Press, New York, 1960, pp. 302-315, exp. Fig. 3, p. 311. Tomado de Elektrichestvo, N° 6, pp. 34-40, 1959.

Reúne información de valores de arco secundario (no neutralizado) que permite recierres exitosos. La información fue compilada de experiencias en instalaciones con recierre monofásico de diversas partes del mundo. Indica que con tiempo muerto de 0.4 seg. hay una alta probabilidad de recierre monofásico exitoso si la corriente de arco secundario no excede a 18 Amp.

- 1962-1 I.B. Johnson, L. O. Barthold, C. Dorsa, J. H. Hagen-guth, A. Hausburg, J. H. Kinghorn, O. Naef, J. D. M. - Phelps, V. E. Philips, W. F. Skeats, C. H. Titus, y F. C. Vose, "Fault Arc Deionization and Circuit Breaker

Reclosing on EHV Lines Field, Laboratory and Analytical Results ", C.I.G.R.E., 1962, Informe 307, 21 pp.

Presenta experiencia en Laboratorio y en pruebas reales de maniobras de recierre trifásico en 345 kV.

- 1962-2 N. Knudsen, "Single-Phase Switching of Transmission Lines Using Reactors for Extinction of the Secondary Arc ", C.I.G.R.E., paper N° 310, 1962, 11 pp.

Recierre monopolar es restringido para casos donde el arco secundario en la falla no es mantenido por el voltaje inducido en la fase fallosa debido al acoplamiento de las fases sin falla. En este artículo se analiza la compensación del acoplamiento capacitivo por medio de reactores.

- 1963-1 T. W. Wilcox y R. A. Hore, "Single-phase Autoreclosure on the 330-kV Kariba Transmission System.", A.I.E.E Transactions, vol. 82, pp. 999-1006, Febrero, 1963.

Experiencias en Laboratorio para determinar el comportamiento del arco secundario durante el recierre monofásico. Resultados de pruebas simulando línea de 200 millas y 330 kV, dan como resultado que un tiempo muerto mayor a 0.3 seg. no presenta problemas de reencendido.

- 1963-2 K. H. Milne, "Single-pole Reclosing Tests on Long 275 kV Transmission Lines ", IEEE Trans. on P. A. & S., vol. 82, pp. 658-661, October 1963. N° Disc. Paper 62-2200, June 1962.

Pruebas en el campo y experiencias en operación en Aus

tralia. Tiempo muerto de 25 ciclos a frecuencia de 50 c/s presenta un arco inestable.

- 1963-3 IEEE Working Group on Arc Deionization Times, "Arc - Deionization Times on High Speed Three Pole Reclosing" IEEE Trans. on P. A. & S., Special Supplement, 1963, pp. 236-252. Disc., p. 253. IEEE Paper N° 63-938.

Presenta extensa bibliografía.

- 1964-1 E. W. Kimbark, "Suppression of Ground-Fault Arcs on Single-pole-switched EHV Lines by shunt Reactors " - I.E.E.E. Trans. on P. A. & S., vol. 83, pp. 285-290, March 1964. Paper 64-56. No disc.

Presenta un estudio teórico de aplicación de reactores en paralelo para neutralizar el acoplamiento capacitivo.

- 1964-2 B. J. Gevay and W. H. Schippel, "Transient Stability of and Isolated Radial Power Network with Varied load Division", IEEE Trans. on P. A. & S., vol. 83, part 3, pp. 964-969, Sept. 1964. Disc., pp. 969-970.

Encuentra el límite de estabilidad para una carga constante de 75 MW consistente de diversas proporciones - de motores sincrónicos, de inducción y carga estática después de una falla monofásica en la línea de 170 Km a 230 kV es despejada por maniobra monofásica.

- 1964-3 Y. Ozaki, "Extinction of Secondary Arc Current in a Single-pole Reclosing System ", Elec. Engg. in Japan, vol. 84, N° 6, pp. 53-63, Junio, 1964.

Pruebas de laboratorio de tiempo muerto para un sistema de 400 kV. Para el caso de corriente primaria de falla, de 2.5 kA y de una longitud de línea de 180 Km el tiempo de extinción es más de 1 segundo.

- 1964-4 D. Jahn, H. Koettnitz, y H. Schulze, "Earth Wires as a Means of Improving Single-pole Rapid Reclosing of Long High-voltage Lines ", C.I.G.R.E. report 401, 1964 15 pp.

El riesgo para una aplicación posible de recierre monofásico se duplica si dos conductores de ACSR son usados como conductores de tierra. El reporte recomienda el uso de conductores de tierra para obtener conductividad satisfactoria cuando se utiliza recierre rápido monofásico.

- 1964-5 A. S. Maikopar, "Prospects of Single-phase Automatic - Reclosure on 500 kV Long Distance Lines 500 Km in length when Using Shunting Reactors ", Electric Technology USSR vol. 3, pp. 348-355, 1964. Tomado de Elektrichestro, - N° 7, pp. 32-34, 1964.

Considera los efectos de reactores ordinarios en paralelo, en el incremento del voltaje de recuperación de la fase abierta durante recierre monofásico.

- 1964-6 W. D. Humpage y B. Stott, "Effect of Autoreclosing Circuit Breakers on Transient Stability in EHV Transmission Systems ", Proc. IEEE, vol. 111, N° 7, pp. 1287-1289, Julio, 1964.

Presenta un estudio realizado en computador digital de los efectos en la estabilidad del sistema al aplicar -

recierre monofásico y trifásico. Toma en cuenta excitación de las máquinas sincrónicas y control de turbina.

- 1965 T. Heinemann, "Single-Pole Rapid Reclosing ", Elec. Review., vol. 176, N° 18, pp. 668-671, Abril 30, 1965 .

Propone colocar a tierra el conductor abierto, a través de resistores descargadores, localizados a los extremos de la línea.

- 1966-1 Leo Edwards, "Single-pole Switching Studied on 500 kV. Line ", Elec. World, vol. 166, N° 8, pp. 56-57, Agosto 22, 1966.

Presenta un reporte informando el proyecto de utilizar en 1969 maniobra monofásica en una línea de 500 kV.

- 1966-2 A. Volk, "Ultra High-Speed Reclosing on the American - Electric Power EHV System ", PEA Relay Committee Meeting, Pittsburgh, Pa., pp. 14, Febrero, 1966.

Presenta valores de recierre trifásico en 345 kV.

- 1967 J. H. Harlow, E. T. Norton, y K. J. Carlsen, "Aspects of EHV Reactor Application ", IEEE paper N° 31, pp. 67-125, Enero, 1967. 16 pp.

Presenta gráficos de la corriente de arco secundario y voltaje del reactor auxiliar en función de la reactancia del reactor auxiliar con ángulo de potencia como parámetro variable.

- 1968 R. Bruce Shipley, Henry J. Holley, y Dorothy W. Coleman "Digital Analysis of Single-Pole Switching on EHV Lines"

I.E.E.E. Trans. on P.A.&S., vol. 87, no. 8, pp. 1679-1683, Agosto, 1968. Disc., pp. 1683-1687.

La aplicación de recierre monofásico es analizada usando un computador digital. Se considera compensación del acoplamiento entre líneas por medio de reactores, y se obtiene efectos de transposición de las líneas en la operación monofásica.

- 1969-1 Farouk A.M. Rizk, "Single-phase autoreclosure of extra high-voltage transmission lines: an investigation into the residual fault current and recovery voltage ", I.E.E.E. Proc., vol. 116, N° 1, pp. 96-100, Enero 1969.

Analiza la corriente secundaria y el voltaje de recuperación en estado estacionario en una línea balanceada (500 kV). Incluye el efecto de localización de la falla, carga de la línea, etc.

- 1969-2 Harold A. Peterson y Narayan V. Dravid, " A Method for Reducing Dead Time for Single-Pole Reclosing in EHV - Transmission ", I.E.E.E. Trans. on P.A.&S. vol. 88, N° 4, pp. 286-291, Abril 1969. Disc., pp. 291-292.

Detalla un método de reducir el arco secundario durante maniobra monofásica en líneas de transmisión. El método requiere de la conexión de un capacitador, a los terminales de cada disyuntor.

- 1970-1 M. Fujunishi, K. Anjo, H. Terase, Y. Ozaki, K. Yanon , y Y. Kawaguchi, "Laboratory Study on Dead Time of High Speed Reclosing of 500-kV Systems", C.I.G.R.E., report 31-03, vol. 2, 1970, 12 pp. Disc., Group 31, pp. 3-13 del mismo volumen.

Pruebas de Laboratorio utilizando cadenas en V para líneas de 500 kV y con maniobra de recierre monofásico.

- 1970-2 J.K. Dillard, J.M. Clayton, Jr., y L.A. Kilar, "Controlling Switching Surges on 1100 kV Transmission Systems" I.E.E.E Trans. on P.A.&S. vol. 89, N° 8, pp. 1752 - 1759, Nov./dic., 1970. Disc., pp. 1759-62.

Estudios en el analizador de transitorios de sobretensiones de maniobra en una línea de 1100 kV de 100, 200 y 300 millas de longitud. Las sobretensiones son menores con recierre monofásico que con trifásico.

- 1971-1 M. Fukunishi y H. Terase, "Study of Insulator Strings, for Reducing Dead Time of High-Speed Reclosing" "Elec. Engg. in Japan, vol. 91, N° 3, pp. 125-131, 1971.

Presenta resultados de diseño de "cuernos de descarga" colocados en cadenas de aisladores, tendientes a reducir el tiempo muerto durante maniobra monofásica.

- 1971-2 Leo Edwards, J. W. Chadwick, Jr., H.A. Riesch, y L. E. Smith, "Single-pole Switching on TVA'S Paradise-Davidson 500 kV Lines: Design Concepts and Staged Fault Test Results" "IEEE Trans. on P.A.&S. vol. 90, N° 6, pp. 2436-2444, Nov./Dic., 1971.

Generador de 1278 MVA en Paradise alimenta a una línea radial de 150 Km a 500 kV del sistema TVA. Se requiere de recierre monofásico por condiciones de estabilidad después de la incidencia de una falla fase-tierra. Un banco de cuatro reactores conectados en paralelo y en Y, localizados al extremo terminal de la línea ayudan a la extinción del arco secundario.



- 1972 S.J. Balser y P.C. Krause, "Computer Study of Electric Transients During Single-Pole Switching of a 765 kV Line " IEEE paper C 72 222-3, Febrero, 1972, 9 pp.

Estudio realizado en computador híbrido, simulando una línea de transmisión de 765 kV de 320 Km de longitud . Se analiza los casos sin compensación, con compensación de 3 y 4 reactores, y con compensación de capacitores serie.

- 1973 S.J. Balser, J.R. Eaton, y P.C. Krause, "Single-pole - Switching - A Comparison of Computer Studies with Field Test Results " IEEE Paper T 73 406-6, Verano, 1973, 8pp.

Simulación en el computador Híbrido de 2 pruebas de la línea TVA (ver 1971-2). La resistencia de arco se asume que incrementa linealmente con el tiempo.

- 1974-1 J. R. Eaton y Edwin Kozak, "Single-Pole Switching on Reactor Compensated Lines: Optimum Operating Conditions" IEEE Conference Paper C 74 075-8, Enero, 1974.

Tiene gráficos de voltaje de recuperación en estado estacionario del conductor abierto, teniendo en la línea un banco de cuatro reactores.

- 1974-2 S.J. Balser y P. C. Krause, "Single-Pole Switching A Study of System Transients with Transposed and Untransposed Lines "IEEE Transactions Paper T. 74, 0-76-6, - Enero, 1974.

Analiza los efectos de transposición de la línea en relación con la magnitud del voltaje transitorio de recuperación.

1974-3 P. K. Dash, S. B. Prusti y R. T. Smith, "Recovery Voltage and Residual Fault Currents of Power Systems with Series Compensated Untransposed Transmission Lines. Part I: Analysis " IEEE Conference Paper C 74, 077-4. "part II: Applications " C 74 078-2, Enero 1974.

Presenta un nuevo procedimiento en el análisis del voltaje de recuperación y corrientes de falla secundaria.



```

DIMENSION LGEN(30),GLKX(30),GLKY(30),GR(30),GX(30)
DIMENSION NX(950),NR(950),G(950),B(950)
COMMON ICARD,IPRNT,ACCE,AFR,DT,NST,NBUS,NGEN,LBUS,NBR,KC
COMMON AF1,AF2,AF3,AF4,AF5,AF6,AF7
200 FORMAT(32X'CATOS BASICOS DEL SISTEMA PARA EL ESTUDIO DE ESTABILICA
10'//32X'*****'//)

```

```

201 FORMAT(1X,79H
1
)
202 FORMAT(9X,13,9X,13,2F7.4,F7.3,3AX,I1)
203 FORMAT(213,2F12.5)
204 FORMAT(12X,2F7.1,F6.3,1X,F6.2)
205 FORMAT(9X,13,9X,13,8X,F7.5)
206 FORMAT(40X'BARRA R(FL) X(PU)'//)
207 FDMAT(25X'GEN,NO. ',13,5X,13,4X,F8.4,3X,F8.4)
208 FORMAT(25X'LINEA ',13,' - ',13,4X,F8.4,3X,F8.4,3X,F8.4)
209 FORMAT(25X'TRANS ',13,' - ',13,4X,F8.4,2(3X,F8.4),15,2X,F8.4)
210 FORMAT(32X'BARRA MVAR B VOLTAJE'//)
211 FORMAT(33X,13,2X,F7.3,4X,F7.3,4X,F5,2,5X,F7,3)
212 FORMAT(//40X'CATOS DE GENERADORES'//)
213 FORMAT(//40X'CATOS DE CARGAS'//)
214 FORMAT(// ' ERRORES DE CATOS EN EL SISTEMA' )
215 FORMAT(//40X'CATOS DE LINEAS Y TRANSFORMADORES'//)
216 FORMAT(32X'BARRA BARRA R(PU) X(PU) E(PU) TAP R
RELACION'//)

```

```

1000 CONTINUE
KC=0
WRITE(IPRNT,200)
DO 1 J=1,3
READ(ICARD,201)
WRITE(IPRNT,201)
1 CONTINUE
WRITE(IPRNT,212)
READ(ICARD,203)NST,NBUS,ACCE,AFR
NST=2 - NST
NBUS = NEUS + NST
LBUS = NEUS + 1
K=0
KT = 0
NGEN = 0
DO 2 J=1,201
2 CP(J)=0.
WRITE(IPRNT,206)
4 READ(ICARD,202) NXRR,NRRR,RR,XR,CAP,IT
NXR=NXRR+NST
NRR=NRRR+NST
C PRUEBA PARA TRANSFORMADORES
IF((IT-1)/5,300,5)
5 IF(NXR-1)900,10,20
10 NGEN=NGEN+1
WRITE(IPRNT,207)NGEN,NRRR,RR,XR
ZSC=RR**2+XR**2
GR(NGEN) = RR/ZSC
GX(NGEN) = -XR/ZSC
LGEN(NGEN) = NRR
GO TO 4
20 WRITE(IPRNT,215)
WRITE(IPRNT,216)
WRITE(IPRNT,208)
21 KT=1
C COMIENZA POR ESTA BARRA
DO 100 J=2,NBUS
C PRUEBA PARA BARRA DE GENERADOR
DO 25 LG=1,NGEN
IF(J-LGEN(LG)) 25,24,25
24 K = K + 1
G(K) = 0.
E(K) = 0.
NX(K) = J
NR(K) = 1
GO TO 26
25 CONTINUE
26 IF(K) 900,50,30
30 KCNT = K
DO 40 JB = 1,KCNT
IF(NR(JB)-J) 40,35,40
35 K = K + 1
NX(K) = J
NR(K) = NX(JB)
G(K) = G(JB)

```

```
B(K) = B(JB)
C 40 CONTINUE
PRUEBA PARA BARRA FINAL
50 IF(NXF-J) 80,51,60
51 GLD = NR**2 + XR**2
C PRUEBA PARA LINEA PARALELA
IF(NXF-NX(K))60,52,60
52 IF(NRF-NR(K)) 60,53,60
53 IF(GLC) 67,67,54
54 G(K) = G(K) + NR/GLD
B(K) = B(K)-XR/GLD
GO TO 67
60 K = K + 1
IF (NR + XR)61,65,61
61 G(K) = NR/GLD
B(K) = -XR/GLD
GO TO 67
C DISPONGA ESPACIO PARA FILTRO RAMAL
65 G(K) = 0.
B(K) = 0.
67 NR(K) = NRR
NX(K) = NXF
CP(NXR) = CP(NXR) + CAP/2.
CP(NRF) = CP(NRF) + CAP/2.
READ(ICARD,202) NXRR,NRRR,RR,XR,CAP,IT
NRR=NRRR+NST
NXF=NXRR+NST
C PRUEBA PARA TRANSFORMADORA
IF(IT-1)55,1200,55
55 I=(NRRR)68,50,68
68 WRITE(IPRNT,208) NXRR,NRRR,RR,XR,CAP
GO TO 50
C PREVEA PARA CARGA
80 K = K + 1
NX(K) = J
NR(K) = LEUS
G(K) = 0.
B(K) = 0.
C PREVEA PARA SUMA
K = K + 1
NX(K) = J
NR(K) = 0
GO TO 100
1200 READ(ICARD,205) NTS,NCS,TAP
WRITE(IPRNT,209) NXRR,NRRR,RR,XR,CAP,NTS,TAP
NTS=NTS+NST
NCS=NCS + NST
CP(NTS) = CP(NTS) - (1.-TAP)/(XR*IAP+TAP)
CP(NCS) = CP(NCS) - (TAP - 1.)/(XR*TAP)
RR=RR+TAP
XR=XR+TAP
IF(KT)900,21,50.
100 CONTINUE
SG = 0.
SB = 0.
L = 1 -NST
WRITE(IPRNT,213)
WRITE(IPRNT,210)
DO 130 J= 1,K
IF(NR(J)) 900,101,110
C LEA LAS ADMITANCIAS DE CARGA
101 READ(ICARD,204) GLD,BLD,CAP,VLF
L=L+1
WRITE(IPRNT,211) L,GLD,BLD,CAP,VLF
VLF=VLF/100.
GLD=GLD/(VLF*VLF*100.)
BLD=BLD/(VLF*VLF*100.)
LG=NX(J)
BLD = CAP - BLD + CP(LG)
C PRUEBA PARA CARGA EN GENERADOR
DO 105 LG=1,NGEN
IF(NX(J)-LGEN(LG))105,103,105
103 GLW(LG)=GLO
GLX(LG)=BLD
GLD=GLD+GR(LG)
BLD=BLD+GX(LG)
105 CONTINUE
G(J-1) =GLO
B(J-1) =BLD
G(J)=SG+GLO
```

```

      B(J)=SB+ELD
      SG=0.
      SB=0.
      GO TO 130
110  SG=SG+G(J)
      SB=SB + E(J)
130  CONTINUE
      NBR=K
      NF1=1
      NF2=1
      DO 750 J=1,NGEN
      WRITE(8*NF1)LCEN(J),GLKX(J),GLKW(J),GR(J),GX(J)
750  CONTINUE
      DO 751 J=1,NBR
      WRITE(9*NF2)NX(J),NR(J),G(J),B(J)
751  CONTINUE
      RETURN
C
      CIRCUITO EQUIVALENTE PARA TRANSFORMADORES CON TAPS
300  WRITE (IPRNT,215)
      WRITE(IPRNT,216)
      GO TO 150
150  READ(ICARD,205) NTS,NCS,TAP
      WRITE(IPRNT,205) NRR,NRRR,RR,XR,CAP,NTS,TAP
      NTS=NTS+NST
      NCS=NCS + NST
      CP(NTS) = CP(NTS) - (1.-TAP)/(XR*TAP+TAP)
      CP(NCS) = CP(NCS) - (TAP - 1.)/(XR*TAP)
      RR=RR+TAP
      XR=XR+TAP
      IF(KT)900,21,21
900  WRITE(IPRNT,214)
      CALL PG6T(LGEN,GLKX,GLKW,GR,GX,NX,NR,G,B)
      CALL EXII
      END
      SUBROUTINE PC6P(M,ITMX)
      *****
      *
      *   SUBROUTINA DE CALCULO DE LA MATRIZ*
      *
      *   DE ADMITANCIAS DE BARRA*
      *
      *****
      DIMENSION E(202),EA(202),ARD(900),AXO(900),IT(30),C(20)
      DIMENSION LGEN(30),GLKX(30),GLKW(30),GR(30),GX(30)
      DIMENSION NX(950),NR(950),G(950),B(950)
      COMMON ICARD,IPRNT,ACCE,IFR,DT,NST,NBUS,NGEN,LBUS,NBR,KC
      COMMON NF1,NF2,NF3,NF4,NF5,NF6,NF7
201  FORMAT(I3)
202  FORMAT(20A4)
203  FORMAT(' ITER ',30I4,////)
204  FORMAT('// MAX.NU. DE ITERACIONES EXCEDIDAS POR GEN NO.',I3)
205  FORMAT('// ERRORES DE DATOS EX(SIEN LOS CLALES PUEDEEN HABER SIDO
      I COMETIDOS EN LOS DATOS INICIALES DEL SISTEMA')
206  FORMAT('//40X'CALCULO DE LA MATRIZ DE ADMITANCIAS'////)
207  FORMAT(30X'CAMBIO DE DATOS EN EL SISTEMA DEL REGISTRO NO.',I3/)
208  FORMAT(30X'SISTEMA SIN FALLA TRIFASICA'////)
209  FORMAT(30X'FALLA TRIFASICA EN LA BARRA NO.',I3,/)
210  FORMAT('// GEN.',30I4,/)
211  FORMAT('//30X'MATRIZ DE ADMITANCIAS FORMADA Y ALMACENADA EN EL REGI
      ISTR0 NO.',I3,/,30X,20A4)
1000 CONTINUE
      NF1=1
      NF2=1
      DO 752 J=1,NGEN
      READ(8*NF1) LGEN(J),GLKX(J),GLKW(J),GR(J),GX(J)
752  CONTINUE
      DO 753 J=1,NBR
      READ(9*NF2) NX(J),NR(J),G(J),B(J)
753  CONTINUE
      READ(ICARD,201) NREC
      READ(ICARD,202) C
      WRITE(IPRNT,206)
      IF(KC)1,2,1
      1 WRITE(IPRNT,207)KC
      2 NC=0
      NF3=NREC
      NF4=6*NREC
      NF5=6*NREC
      IF(M)27,28,28
27  M=0

```

CCCCVV

```
WRITE(IPRINT,208)
GO TO 30
28 WRITE(IPRINT,209) M
M=M+NST
30 WRITE(IPRINT,210) (IG,IG=1,NGEN)
DO 500 IG=1,NGEN
IT(IG)=0
NG=LGEN(IG)
IX=0
DO 40 J=2,NBUS
32 IX=IX+1
IF(NG-J)900,45,33
33 IF(NR(IX)) 900,40,32
40 CONTINUE
GO TO 900
45 IXG=IX
IF(NR(IXG)-1)900,47,900
47 G(IXG) = GR(IG)
B(IXG)=GX(IG)
48 IX = IX + 1
IF(NR(IX))900,900,49
49 IF(LBUS-NR(IX))900,50,48
50 IXL=IX
TG=G(IX)
TB=B(IX)
G(IX)=GLKX(IG)
B(IX)=GLKX(IG)
C
COMIENZA EL CALCULO DEL VOLTAJE
E(1)=1.0
EA(1)=0.
E(LBUS) =0.
EA(LBUS)=0.
DO 133 J=2,NBUS
E(J)=-E
133 EA(J)=0.
IF(M)136,137,136
136 E(M)=0
137 ITER=C
C
INICIA LAS ITERACIONES
134 IX=0
IT(IG)=IT(G)+1
IF(IT(IG)-ITX)135,950,950
135 NUM=0
DO 200 I=2,NBUS
ER=0.
EI=0.
IF(I-M)140,195,140
140 IX=IX+1
IF(NR(IX))900,155,154
154 JE=NR(IX)
ER=ER+E(JE)*G(IX)-EA(JE)+E(IX)
EI=EI+E(JE)*E(IX)+EA(JE)+G(IX)
GO TO 140
155 Z=G(IX)*G(IX)+B(IX)*B(IX)
AR=(ER*G(IX)+EI*B(IX))/Z
AX=(EI*G(IX)-ER*B(IX))/Z
Z=AR-E(I)
E(I) = E(I) + AFR*(AR-E(I))
EA(I)=EA(I)+AFR*(AX-EA(I))
IF(Z)143,199,144
143 IF(Z + ACCE)200,199,199
144 IF(Z-ACCE)199,199,200
195 IX=IX+1
IF(NR(IX))900,199,199
199 NUM=NUM + 1
200 CONTINUE
C
TODAS LAS BARRAS ESTAN DENTRO DE LA APROXIMACION FIJADA
IF(NBUS-1-NUM)900,250,134
C
COMIENZA EL CALCULO DE LA MATRIZ DE ADMITANCIA
250 DO 300 J=1,NGEN
JZ=LGEN(J)
IF(IG-J)260,270,260
260 ER=E(JZ)
EI=EA(JZ)
GO TO 275
270 ER=1.-E(JZ)
EI=-EA(JZ)
275 AR=ER+GR(J)-EI*GX(J)
AX=ER+GX(J)+EI*GR(J)
ND=ND+1
```

```

ARD(NC)=AR
AXD(NC)=AX
300 CONTINUE
C RESTAURA PARA EL PRDXIMC GENERADOR
G(IXG)=0.
E(IXG)=0.
G(IXL)=TG
E(IXL)=TE
500 CONTINUE
WRITE(IPRNT,203)(IT(IG),IG=1,NGEN)
KC=NREC
ND1=ND/6
ND2=ND1+1
ND3=2*ND1
ND4=ND3+1
ND5=3*ND1
ND6=ND5+1
ND7=4*ND1
ND8=ND7+1
ND9=5*ND1
ND10=ND9+1
WRITE(10,NF3) C
WRITE(11,NF4)(ARD(JD),JD=1,ND1)
WRITE(11,NF4)(ARC(JC),JC=ND2,ND3)
WRITE(11,NF4)(ARC(JD),JD=ND4,ND5)
WRITE(11,NF4)(ARC(JD),JD=ND6,ND7)
WRITE(11,NF4)(ARC(JC),JC=ND8,ND9)
WRITE(11,NF4)(ARC(JD),JD=ND10,NC)
WRITE(12,NF5)(AXC(JD),JD=1,ND1)
WRITE(12,NF5)(AXD(JC),JC=ND2,ND3)
WRITE(12,NF5)(AXD(JD),JD=ND4,ND5)
WRITE(12,NF5)(AXC(JD),JD=ND6,ND7)
WRITE(12,NF5)(AXC(JD),JD=ND8,ND9)
WRITE(12,NF5)(AXD(JD),JD=ND10,NC)
WRITE(IPRNT,211)NREC,C
RETURN
900 WRITE(IPRNT,203)(IT(K),K=1,IG)
WRITE(IPRNT,205)
GO TO 977
950 WRITE(IPRNT,203)(IT(K),K=1,IG)
WRITE(IPRNT,204) IG
977 CALL PG6T(LGEN,GLKX,GLKW,GR,GX,AX,NR,G,B)
CALL EXIT
END
SUBROUTINE PG6C
*****
* SUBROUTINA DE CALCULO DE *
* CURVAS DE OSCILACION *
*****
DIMENSION PG(30),P2(30),I1(30),T2(30),KPV(30),PN(30)
DIMENSION ED(30),A(30),PA(30),DA(30),P(30),HK(30),DMF(30),C(20)
DIMENSION PZ(30,30),ALF(30,30),ARD(900),AXD(900)
COMMON ICARD,IPHNT,ACCE,AFR,DT,NST,NBUS,NGEN,LEUS,NBR,KC
COMMON NF1,NF2,NF3,NF4,NF5,NF6,NF7
599 FORMAT(///30X'POTENCIA ELECTRICA DE LCS GENERADORES EN FUNCION DE
IL TIEMPO'//)
600 FORMAT(///30X'ANGULOS INTERNOS DE LOS GENERADORES EN FUNCION DEL
ITTIEMPO'//)
601 FORMAT(' GEN.NC.',I3,518/)
602 FORMAT(' TIEMPO' 4X,10F8.2)
603 FORMAT(1X,F3.3,5X,10F8.2)
607 FORMAT(F10.4,15)
699 FORMAI(//40X'CALCULO DE LAS CURVAS DE OSCILACION'//40X'-----
I-----'//)
700 FORMAT(30X'CONDICIONES INICIALES DE LOS GENERADORES'//)
701 FORMAT(2F6.1,F7.4,F7.2,2F6.1,F5.2,2F6.1,2F6.3)
702 FORMAI(4IS)
703 FORMAI(15X'NO. VOLTIOS(FT) ANGULO XT H MW MVA
IR C PMW FMW T1 I2'//)
704 FORMAT(14X,I3,2F12.4,F10.4,F6.2,F6.1,F8.1,F7.2,2F8.3,2F7.3)
707 FORMAT(30X'REGLADCR DE VELOCIDAD INICIA EN',F6.3,'SEGUNDOS PARA
IEL GENERADOR NO.',I3)
708 FORMAI(//30X'CONDICION DE MANIOERA EN ',F6.3,' SUGNDOS USA EL REG
IISTRO NO.',I3/20X,20A4/)
709 FORMAI(//50X,'R E S U L T A D O S'/5CX,19(''),////)
C NM ES NUMERO DE MAQUINAS,OT ES EL INTERVALO DE TIEMPO
1000 CONTINUE

```



```

NM=NGEN
WRITE(IPRINT,7C9)
NF6=1
NF7=1
READ(ICARD,657)CT
WRITE(IPRINT,659)
WRITE(IPRINT,7C9)
WRITE(IPRINT,7C3)
DO 130 J=1,NM
DA1(J)=0.
KPV(J)=0.
READ(ICARD,701) ET,AT,XT,H,PN(J),C,D,PC(J),P2(J),TI(J),T2(J)
WRITE(IPRINT,7C4)J,ET,AT,XT,H,PN(J),C,D,PC(J),P2(J),TI(J),T2(J)
AMR=PA(J)/ET
AMQ=C/ET
PM(J)=PA(J)/100.
PC(J)=P2(J)/100.
P2(J)=P2(J)/100.
DMP(J)=(C+PM(J))/(21600.*DT)
ET=ET/100.
EDR=ET+XT*AVD
EDQ=XT*AH
ED(J)=SORT(EDR*ECR+ECC*ECQ)
AL(J)=AT+57.29*ATAN(ECC/EDR)
IF(H)129,129,124
124 HK(J)=(10800./h)*DT**2
GO TO 130
129 HK(J)=0.
130 CONTINUE
T=0.
C
200 NUEVA OPERACION DE MANICERA
READ(ICARC,7C2ININT,L,NREC,LM)
ND=NGEN*NGEN
NF3=NREC
NF4=6*NREC
NF5=6*NREC
ND1=NC/6
ND2=ND1+1
ND3=24*DI
ND4=NC/41
NC5=3*ND1
NC6=NC5+1
ND7=4*ND1
ND8=ND7+1
ND9=5*ND1
ND10=ND9+1
READ(10,NF3)C
READ(11,NF4) (ARC(JD),JD=1,ND1)3)
READ(11,NF4) (ARC(JD),JD=NC2,ND3)
READ(11,NF4) (ARC(JD),JD=NC4,ND5)
READ(11,NF4) (ARC(JD),JD=ND6,ND7)
READ(11,NF4) (ARC(JD),JC=NC8,ND9)
READ(11,NF4) (ARC(JD),JC=ND10,ND)
READ(12,NF5) (AXC(JD),JD=1,ND1)3)
READ(12,NF5) (AXC(JD),JD=ND2,ND3)
READ(12,NF5) (AXC(JD),JD=NC4,ND5)
READ(12,NF5) (AXC(JD),JD=NC6,ND7)
READ(12,NF5) (AXC(JD),JD=NC8,ND9)
READ(12,NF5) (AXC(JD),JD=ND10,ND)
WRITE(IPRINT,708) I, NREC, C
IF(LM)204,204,2C1)
PREVEE PARA CAMBIOS DE DATOS EN UNA UNIDAD
201 READ (ICARD,701) ET,AT,XT,H,PP,C,D,PC(LM),P2(LM),TI(LM),T2(LM)
WRITE(IPRINT,7C4)LM,ET,AT,XT,H,PP,C,D,PC(LM),P2(LM),TI(LM),T2(LM)
KPV(LM)=0
PP=HP/100.
DMP(LM)=DMP(LM)*PP/PK(LM)
PM(LM)=PP
PO(LM)=PC(LM)/100.
P2(LM)=P2(LM)/100.
IF (H) 203,203,202
202 HK(LM)=(10800./h)*CT**2
GO TO 204
203 HK(LM)=0.
204 ND=0
DO 240 J=1,NM
DO 240 K=1,NM
ND=ND+1
AR=ARD(ND)
AX=AXC(ND)

```

```

TEMP=AR*AR*AX*AX
Y=SQRT(TEMP)
IF(AR)280,290,285
280 TEMP=-AX/AR
THETA=180.+57.29*ATAN(TEMP)
GO TO 295
285 TEMP=-AX/AR
THETA=57.29*ATAN(TEMP)
GO TO 295
290 THETA=90.
295 PZ(J,K)=EC(J)*EC(K)*Y
ALF(J,K)=90. - THETA
240 CONTINUE
DO 400 N=1,NINT
C CALCULO DE LA PCTENCIA DE LAS MAQUINAS
DO 320 J=1,NM
P(J)=0.
DO 320 K=1,NM
IF(J-K)307,315,307
307 P(J)=P(J)+PZ(J,K)*SIN((A(J)-A(K)-ALF(J,K))/57.29)
GO TO 320
315 P(J)=P(J)+PZ(J,K)*SIN(ALF(J,K)/57.29)
320 CONTINUE
WRITE(13,NF6)T,(A(J),J=1,NM)
WRITE(7,NF7)T,(P(J),J=1,NM)
DO 398 J=1,NM
IF(PQ(J))373,356,373
373 IF(KFV(J))378,374,356
374 IF(PM(J)-P(J)-DMP(J)+DA(J)-PQ(J))396,376,376
378 IF(T-T1(J))396,356,380
380 IF(T-T2(J))382,382,384
382 TEMP=PV(J)-S+DT
DMP(J)=DMP(J)+TEMP/PM(J)
PM(J)=TEMP
GO TO 396
384 DMP(J)=DMP(J)+P2(J)/PM(J)
PM(J)=P2(J)
KFV(J)=1
GO TO 396
376 KFV(J)=-1
IF(T2(J))394,357,394
394 S=(PM(J)-P2(J))/T2(J)
397 T1(J)=T1(J)+T
T2(J)=T2(J)+T1(J)
WRITE(IPRNT,707)T,J
396 IF(T)370,370,372
370 DA(J)=(PM(J)-P(J))+HK(J)/2.
GO TO 396
372 DA(J)=DA(J)+HK(J)*(PM(J)-P(J)-DMP(J)+DA(J))
398 A(J)=A(J)+DA(J)
T=T+DT
400 CONTINUE
C L=1, PROXIMA MANIOBRA, L=2, FIN
GO TO (200,500),L
C IMPRESION FINAL
500 WRITE(13,NF6)T,(A(J),J=1,NM)
WRITE(7,NF7)T,(P(J),J=1,NM)
T=9999.
WRITE(13,NF6)T,(A(J),J=1,NM)
WRITE(7,NF7)T,(P(J),J=1,NM)
M=1
NFE=1
IF(NM-10)650,650,652
650 NM=NM
GO TO 653
652 NM=10
653 WRITE(IPRNT,600)
WRITE(IPRNT,601)(J,J=M,NM)
WRITE(IPRNT,602)
658 READ(13,NF6)T,(A(J),J=1,NM)
IF(T-9000.)654,662,662
654 TIMEC=T+.0005
WRITE(IPRNT,603)TIMEC,(A(J),J=M,NM)
GO TO 658
662 IF(NM-NM)660,660,666
666 M=M+1
IF(NM-M-9)9000,9000,8000
9000 NM=NM
NFE=1
GO TO 653

```

```

8000 MM=MM+10
      NF6=1
      GO TO 853
860 M=1
      NF7=1
      IF(NM-10)850,850,852
850 NM=NM
      GO TO 853
852 MM=10
853 WRITE(IPRNT,599)
      WRITE(IPRNT,601)(J,J=M,MM)
      WRITE(IPRNT,602)(PN(J),J=M,MM)
858 READ(7,NF7)T,(P(J),J=1,NM)
      IF(T-9000.)854,862,862
854 OC 855 J=M,MM
855 P(J)=P(J)*100.
      TIMEC=T+.0005
      WRITE(IPRNT,603)TIMEC,(P(J),J=M,MM)
      GO TO 858
862 IF(NM-MM)860,860,866
866 M=MM+1
      IF(NM-M-9)9001,9001,2001
9001 MM=NM
      NF7=1
      GO TO 853
8001 MM=MM+10
      NF7=1
      GO TO 853
860 RETURN
      END
      SUBROUTINE PG6CB
      *****
      *   SUERUTINA DE CAMBIO   *
      *   DE DATOS DE BARRAS   *
      *****
      DIMENSION LGEN(30),GLKX(30),GLKW(30),GR(30),GX(30)
      DIMENSION NX(950),NR(950),G(950),H(950)
      COMMON ICARD,IPRNT,ACCE,AFR,DT,NST,NBUS,NGEN,LBUS,NBR,KC
      COMMON NF1,NF2,NF3,NF4,NF5,NF6,NF7
202 FORMAT(9X,13,2F7.1,F6.3,1X,FS.1,13)
203 FORMAT(/ ' NO CONCUERDA EL CAMBIO DE BARRA')
206 FORMAT(8X,'BARRA' MW MVAR B VLTIOS(FCT)'/)
207 FORMAT(112,2FS.2,FS.3,F10.2)
208 FORMAT(/30X'CAMBIO DE DATOS DE BARRA'/)
      NF1=1
      NF2=1
      DO 752 J=1,NGEN
      READ(8,NF1) LGEN(J),GLKX(J),GLKW(J),GR(J),GX(J)
752 CONTINUE
      DO 753 J=1,NBR
      READ(9,NF2)NX(J),NR(J),G(J),B(J)
753 CONTINUE
      WRITE(IPRNT,208)
      WRITE(IPRNT,206)
10 READ(ICARD,202) NXRR,GLC,BLD,CAP,VLF,KODE
      NXR=NXRR+NST
      KODE=+1, ANADE CARGA, -1 RETIRA CARGA, C O BLANCO, ULTIMA TARJETA
      IF(KODE)11,30,12
11 GLD=-GLC
      BLD=-BLD
      CAP=-CAP
12 WRITE(IPRNT,207) NXRR,GLC,BLD,CAP,VLF
      VLF=VLF/100.
      GLD=GLD/(VLF+VLF*100.)
      BLD=BLD/(VLF+VLF*100.)
      DO 20 K=1,NBR
      IF(NR(K)-LEL5)20,13,20
13 IF(NX(K)-NXR)20,14,20
      CAMBIO EN LA CARGA
      G(K)=G(K)+GLD
14 E(K)=E(K)+CAP+BLD
      CAMBIA LA SUMA EN LA BARRA
      I=K+1
      G(I)=G(I)+GLC
      E(I)=E(I)+CAP-BLD
      CHEQUEAR LAS CARGAS EN LAS BARRAS DE GENERACION
      DO 18 KK=1,NGEN

```

```

17 IF(NXF-LGEN(KK))18,17,18
   GLKW(KK)=GLKW(KK)+CLD
   GLKX(KK)=GLKX(KK)+CAP-ELC
   GO TO 10
18 CONTINUE
   GO TO 10
20 CONTINUE
   WRITE(IPRNT,203)
   CALL PG6T(LGEN,GLKX,GLKW,GR,GX,NX,NR,G,B)
   CALL EXIT
30 NF1=1
   NF2=1
   DO 750 J=1,NGEN
   WRITE(8,NF1)LGEN(J),GLKX(J),GLKW(J),GR(J),GX(J)
750 CONTINUE
   DO 751 J=1,NBR
   WRITE(9,NF2)NX(J),NR(J),G(J),B(J)
751 CONTINUE
   RETURN
   END
   SUBROUTINE PG6CL
*****
* SUBROUTINA DE CAMBIO *
* DE DATOS DE LINEAS *
*****
C
C
C
C
C
DIMENSION LGEN(30),GLKX(30),GLKW(30),GR(30),GX(30)
DIMENSION NX(50),NR(50),G(50),B(50)
COMMON ICARD,IPRNT,ACCE,AFR,DT,NST,NBUS,NGEN,LBUS,NBR,KC
COMMON NF1,NF2,NF3,NF4,NF5,NF6,NF7
202 FORMAT(9X,13,9X,13,2F7.4,F7.3,13,31X,11)
203 FORMAT(/ 'NC CONCUERCA CAMBIO DE DATO EN LA LTNEA')
205 FORMAT(9X,13,9X,13,8X,F7.5)
206 FORMAT(8X'BARRA EARRA R(PU) X(PL) B(PU) TAP RELACIO
IN'/)
207 FORMAT(112,' - ',13,3X,2F8.4,2X,F8.4,15,2X,F8.4)
208 FORMAT(/30X'CAMBIO DE DATOS DE LINEA'//)
NF1=1
NF2=1
DO 752 J=1,NGEN
READ(8,NF1)LGEN(J),GLKX(J),GLKW(J),GR(J),GX(J)
752 CONTINUE
DO 753 J=1,NBR
READ(9,NF2)NX(J),NR(J),G(J),B(J)
753 CONTINUE
WRITE(IPRNT,206)
WRITE(IPRNT,206)
10 READ(ICARD,202)NXRR,NRRR,RR,XR,CAP,KCDE,IT
JC=0
NXR=NXRR+NST
NRR=NRRR+NST
KCDE=+1 ANADA UNA LINEA,-I RETIRE UNA LINEA, 0,0 BLANCC ULTIMA
C
C
I TARJETA
IF(KCDE)15,80,19
15 RR=-RR
XR=-XR
CAP=-CAP
19 CAPX=CAP/2.
CAPR=CAP/2.
C
PRUEBA PARA TRANSFORMADOR
IF(IT-1)40,150,40
40 WRITE(IPRNT,207)NXRR,NRRR,RR,XR,CAP
20 Z=RR**2+XR**2
IF(Z)22,21,22
22 RR=RR/Z
XR=-XR/Z
CAP=CAPX
C
CAMBIO DE R Y X
21 DO 30 K=1,NBR
IF(NXF-NX(K))30,23,30
23 IF(NRF-NR(K))30,24,30
24 G(K)=G(K)+RR
E(K)=E(K)+XR
I=K
25 I=I+1
IF(NR(I)-LBUS)25,26,25
26 E(I)=E(I)+CAP
I=I+1

```

```

G(I)=G(I)+RR
B(I)=E(I)+CAP +XR
GO TO 35
30 CONTINUE
GO TO 300
35 IF(JQ)50,36,50
36 NT=NXR
NRR=NRR
NRR=NT
CAP=CAPR
JO=1
GO TO 21
50 DO 75 K=1,NGEN
IF(NXR-LGEN(K))55,60,55
55 IF(NRR-LGEN(K))75,65,75
60 GLKX(K)=GLKX(K)+CAPX
GO TO 75
65 GLKX(K)=GLKX(K)+CAPR
75 CONTINUE
GO TO 10
80 NF1=1
NF2=1
DO 750 J=1,NGEN
WRITE(9,NF1) LGEN(J),GLKX(J),GLKW(J),GR(J),GX(J)
750 CONTINUE
DO 751 J=1,NBR
WRITE(9,NF2) NX(J),NR(J),C(J),B(J)
751 CONTINUE
RETURN
150 READ(ICARD,205)NTS,NCS,TAP
WRITE(IPRNT,207)NXRR,NRRR,RH,XR,CAP,NTS,TAP
NTS=NTS+NST
NCS=NCS+NST
TEMPX=(TAP-1.)/(XR*TAP*TAP)
TEMPR=(1.-TAP)/(XR*TAP)
RR=RR*TAP
XR=XR*TAP
IF(NTS-NXR)160,170,160
160 IF(NCS-NXR)900,180,900
170 CAPX=CAPX+TEMPX
CAPR=CAPR+TEMPR
GO TO 20
180 CAPX=CAPX+TEMPR
CAPR=CAPR+TEMPX
GO TO 20
900 WRITE(IPRNT,203)
CALL PG6T(LGEN,GLKX,GLKW,GR,GX,NX,NR,G,E)
CALL EXIT
END
SUBROUTINE PG6E
*****
* SUBROUTINA DE IMPRECION *
* DE TITULOS *
*****
DIMENSION C(20)
COMMON ICARD,IPRNT,ACCE,AFR,DT,AST,NBUS,NGEN,LBUS,NBR,KC
COMMON NF1,NF2,NF3,NF4,NF5,NF6,NF7
200 FORMAT(' REGISTRO',34X,'D E S C R I P C I O N I')
201 FORMAT(18,10X,2CA4)
202 FORMAT(////,42X,'MATICES ALMACENADAS EN LOS REGISTROS'////)
WRITE(IPRNT,202)
WRITE(IPRNT,200)
NF3=1
DO 10 J=1,40
READ(10,NF3)C
WRITE(IPRNT,201)J,C
10 CONTINUE
RETURN
END
SUBROUTINE PG6P
*****
* SUBROUTINA DE GRAFIZACION *
* DE CURVAS DE OSCILACION *
*****

```

```
DIMENSION LINE(100),NG(5),JCHR(5),TA(5),TB(5),R(11),AD(24)
DIMENSION TC(5),TD(5),TE(5)
COMMON ICARD,IPRNT,ACCE,AFR,DT,NST,NBUS,NGEN,LBUS,NBR,KC
COMMON NF1,NF2,NF3,NF4,NF5,NF6,NF7
700 FCRMAT(1H)
701 FORMAT(///40X'GRAFICO DE LAS CURVAS DE CSCILACION'///)
702 FORMAT(1X,79H
1
)
703 FORMAT(15,4X,A1,5A4)
704 FCRMAT(A1,F9.0,F10.0)
705 FORMAT(10X,A1,2X,7HGEN NC.,13,3X,5A4)
706 FORMAT(5X'SEGLNDCOS',F5.C,10F10.C)
707 FORMAT(6X,F5.3,7X,1CCA1/)
708 FCRMAT(///10X,16HANGULO EN GRADCS,/)
NF6=1
WRITE(IPRNT,701)
DO 1 J=1,3
READ(ICARD,702)
WRITE(IPRNT,702)
1 CONTINUE
WRITE(IPRNT,700)
DC 101 J=1,5
READ(ICARD,703)NG(J),JCHR(J),TA(J),TB(J),TC(J),TD(J),TE(J)
101 CONTINUE
READ(ICARD,704)JB,R(1),R(11)
DC 110 J=1,5
IF(JCHR(J)-JB)109,110,105
109 WRITE(IPRNT,705)JCHR(J),NG(J),TA(J),TB(J),TC(J),TD(J),TE(J)
110 CONTINUE
DR=(R(11)-R(1))/10.
DO 120 J=2,10
120 R(J)=R(J-1)+DR
WRITE(IPRNT,700)
WRITE(IPRNT,708)
WRITE(IPRNT,706)(R(J),J=1,11)
C PRUEBA PARA FIN DE DATOS
200 READ(13,NF6)T,(AC(J),J=1,NGEN)
IF(T-9000.0)201,400,400
C LINEAS DE SPEJACAS EN BLANCO
201 DC 210 J=1,100
210 LINE(J)=JB
DO 300 J=1,NGEN
A=AD(J)
C PRUEBA DEL GENERADOR A SER GRAFICADO
DC 220 K=1,5
IF(J-AG(K)) 220,230,220
220 CONTINUE
GO TO 300
C PRUEBA DENTRO DEL ARREGLO
230 IF(A-R(1))300,300,235
235 IF(A-R(11))240,240,300
240 LCAL=(A-R(1))*(10./DR)
IF(LCAL)300,300,250
250 LINE(LCAL)=JCHR(K)
300 CONTINUE
TIMEP=T+.0005
WRITE(IPRNT,707)TIMEP,(LINE(J),J=1,100)
GO TO 200
400 RETURN
END
SUBROUTINE PG6T(LGEN,GLK,GLKW,GR,GX,NX,NR,G,B)
*****
* SUBROUTINA DE ERRORES *
*****
DIMENSION LGEN(30),GLKX(30),GLKW(30),GR(30),GX(30)
DIMENSION NX(950),NR(950),G(950),B(950)
COMMON ICARD,IPRNT,ACCE,AFR,DT,NST,NBUS,NGEN,LBUS,NBR,KC
COMMON NF1,NF2,NF3,NF4,NF5,NF6,NF7
200 FORMAT('SALIDA DE DATOS')
201 FORMAT(S16)
202 FORMAT(2F12.5)
203 FORMAT(2I6,2F12.5)
204 FORMAT(16,6X,4F12.5)
WRITE(IPRNT,200)
WRITE(IPRNT,201)NBUS,NGEN,LELS,KC,NBR
WRITE(IPRNT,202)ACCE,AFR
WRITE(IPRNT,203)(NX(K),NR(K),G(K),E(K),K=1,NBR)
WRITE(IPRNT,204)(LGEN(K),GR(K),GX(K),GLKW(K),GLKX(K),K=1,NGEN)
RETURN
END
```

## APENDICE III

### MANUAL DE USO DEL PROGRAMA

El programa principal controla el proceso y este llama a las diferentes subrutinas por medio de la lectura de un código o variable designada como JCL. Las diferentes subrutinas pueden ser ejecutadas las veces que se requieran.

El programa está diseñado para sistemas que posean hasta 30 máquinas sincrónicas y 200 barras.

El proceso se lo realiza de la siguiente forma:

- a) Lectura de datos, generadores, líneas o transformadores y cargas. JCL = 1
- b) Cambio de datos de línea, que se debe realizar como resultado de una operación de maniobra; esto es apertura o recierre de líneas. JCL = 2
- c) Cambios en los datos de barra, por efecto de retirar, restaurar cargas. JCL = 3
- d) Cálculo de la matriz de admitancias en barras de generación, para cada operación de maniobra ha ser representada en el estudio. JCL = 4
- e) Cálculo de las curvas de oscilación. JCL = 5
- f) Grafización de los resultados para cinco (5) máquinas. Este subprograma puede ser utilizado nuevamente, si los resultados gráficos de más de cinco (5)

generadores se requieren. JCL = 6

g) Si se requiere un nuevo proceso con datos almacenados previamente. JCL = 7

h) Impresión de títulos de las matrices almacenadas - JCL = 8

i) Finaliza el estudio. JCL = 9

Los datos deberán tener un orden tal que las tarjetas de control generen la secuencia de operaciones de modo que las matrices de admitancias se formen para cada maniobra a ser incluida en el estudio; por ejemplo un análisis en el que se realiza una falla  $3\phi$ , seguida por un disparo simultáneo de los disyuntores para despejar la falla y una operación de recierre a alta velocidad; y luego se realice un proceso similar al anterior, pero con falla monofásica y el respectivo recierre monofásico, requiere en total de cinco (5) matrices diferentes.- Hay capacidad de operación para 40 de tales matrices.

El orden de los datos es como sigue:

a) Lectura de datos básicos.

- Primera tarjeta:

Título del sistema a ser estudiado.

Formato (20 A4).

Columnas 1 - 80

- Segunda tarjeta:



Formato (2I3)

Columnas 1-3 Código para llamar a subrutina de lectura de datos (JCL = 1)

4-6 Máximo número de iteraciones (M)

- Tres tarjetas.

Con la descripción del proceso a realizarse. Columnas 2-80

Formato (IX, 79A1)

- Sexta tarjeta.

Columnas 1-3 Menor número asignado a las barras, usualmente 1, (NST)\*

4-6 Mayor número de asignación de las barras (NBUS)

7-18 Criterio de exactitud, usualmente 0.0001 (ACCE)

19-30 Factor de aceleración, valor usual 1.3 (AFR)

DATOS DE GENERADORES

A continuación se incluyen los datos de los generadores, una tarjeta por cada uno de ellos y numerados - ascendentemente. El generador N° 1 deberá estar en la barra de menor asignación.

\* La denominación entre paréntesis corresponde al nombre de la variable.

FORMATO (2(9X, I3), 2F7.4, FX 7.3)

Columnas 10-12 Valor de entrada (NXRR = NST-1). Igual para todos los generadores.

22-24 Número de la barra al que está conectado el generador (NRRR).

25-31 Resistencia por unidad (p.u, base 100MVA) (RR)

32-38 Reactancia en por unidad (p.u, base 100MVA) (XR)

#### DATOS DE LINEAS Y TRANSFORMADORES

Una tarjeta por cada línea o transformador. Ordenamiento ascendente, por ejemplo:

la línea 1-2, 1-3, 2-4, 2-10, 3-5, 3-8, etc.

FORMATO (2(9X, I3), 2F7.4, F7.3, 34X, I1)

Columnas 10-12 Barra menor numeración (NXRR)

22-24 Barra mayor numeración (NRRR)

25-31 Resistencia en p.u. (BASE=100MVA) (RR)

32-38 Reactancia en p.u. (BASE=100MVA) (XR)

39-45 Suceptancia capacitiva en p.u.  
(BASE = 100 MVA) (CAP)

80 Indicador si es transformador con relación no nominal (IT = 1)

#### TRANSFORMADOR CON RELACION NO NOMINAL

Una tarjeta para cada transformador y se debe incluir

inmediatamente después de la correspondiente tarjeta del transformador.

FORMATO (2(9X, I3), 8X, F7.5)

Columnas 10-12 Barra adyacente al tap. (NTS)  
22-44 Barra opuesta al tap. (NCS)  
33-39 Relación no nominal (TAP)

Una vez concluidos los datos de líneas y transformadores, se incluye una tarjeta en blanco.

DATOS DE CARGAS

Una tarjeta por cada barra. Si no existe carga poner cero. Es imprescindible datos de voltaje y ordenar ascendentemente.

FORMATO (12X, 2F7.1, F6.3, 1X, F5.1)

Columnas 1-12 Número de identificación de la barra.  
12-19 Potencia en MW (GLD)  
20-26 Potencia en MVAR (BLD)  
27-32 Suceptancia capacitiva de la barra (CAP)  
34-38 Voltaje de la barra en porcentaje (VLF)

b) Cálculo de la matriz de admitancias.

Primera tarjeta.

FORMATO (2I3)

Columnas 1-3 Código para llamar a esta subrutina (JCL=4)  
4-6 Número de la barra en la cual se aplica una falla trifásica (M). Si no es falla 3 $\phi$ , perforar - 1.

Segunda tarjeta  
FORMATO (I3)

Columnas 1-3 Número de identificación para la matriz  
a ser calculada. (máximo 40)(NREC).

Tercera Tarjeta  
FORMATO (20 A4)

Columnas 1-80 Título para identificar la matriz.

c) Cambios de datos de líneas.-

Debido a una maniobra, puede ser necesario añadir o retirar líneas, proceso que se puede realizar mediante las siguientes tarjetas.

Primera Tarjeta.  
FORMATO (I3)

Columnas 1-3 Variable para llamar a subrutina  
(JCL = 2)

Tarjetas adicionales:

Una por cada línea o transformador a ser añadido o retirado .

FORMATO (2(9X, I3), 2F 7.4, F7.3, I3, 31X, I1)

Columnas 1-45 y 49-80 Igual a las tarjetas de datos de líneas o transformadores. En la columna 80, perforar 1, si es transformador con tap no nominal.

46-48 Indicador para añadir (KODE=1) o retirar (KODE=1) el elemento.

Tap del transformador.

Una tarjeta por cada transformador y a continuación la correspondiente tarjeta del transformador en mención.

FORMATO (2(9X,I3), 8X, F7.5)

Columnas 1-80 Simulara a tarjeta de lectura inicial.

NOTA: Si sólo la relación de transformación va ha ser cambiada, primero hay que retirar el transformador con una tarjeta de impedancia del mismo, más otra del tap, y luego añadir el transformador con la misma impedancia y nuevo tap.

ULTIMA TARJETA.

En blanco.

d) Cambios de datos de barra.-

Se requiere en muchos casos, cambiar los datos de barra por la desconexión de cargas o para representar una falla desbalanceada como impedancia, la cual puede ser aplicada o despejada y este proceso se lo debe realizar antes de que una nueva matriz de admitancias se calcule. Las tarjetas que se utilizan son las siguientes:

Primera tarjeta:

FORMATO (I3)

Columnas 1-3 Código para llamar a la subrutina  
(JCL = 3)

Tarjetas adicionales.-

Una para cada barra a cambiarse.

Columnas 1-12 Número de la barra (NXRR)

13-18 Igual que datos de barra iniciales.

39-41 Indicador para añadir (KODE=1) o retirar (KODE =-1) carga.

Ultima tarjeta.-

En blanco.

e) Cálculo de las curvas de oscilación.-

Una vez concluido el cálculo de todas las matrices que representan a las distintas maniobras incluidas en el estudio, la subrutina que calcula las curvas de oscilación debe ser ejecutada. Este subprograma, lee cada una de las matrices que son necesarias. Requiere además datos adicionales de las condiciones iniciales, características de generadores y secuencia de las maniobras.

Las tarjetas que se deben incluir son:

Primera tarjeta.

FORMATO (I3)

Columnas 1-3 Código para llamar a esta subrutina  
(JCL = 5)

Segunda tarjeta.

FORMATO (F 10.4)

Columnas 1-10 Intervalo de tiempo en segundos (DT).

DATOS DE GENERADORES.

Una tarjeta por cada generador, colocadas en orden asc  
endente.

FORMATO (2F6.1,F7.4,F7.2,2F6.1,F5.2,2F6.1,2F6.3)

Columnas 1- 6 Valor inicial del voltaje terminal (EF)  
7-12 Angulo de fase inicial en grados (AT)  
13-19 Reactancia transitoria en p.u.  
(BASE 100 MVA)(XT)  
20-26 Constante de inercia H en  $\beta$ .u.  
(BASE 100 MVA)(H)  
27-32 Potencia inicial de salida del genera  
dor en MW. (PN)  
33-38 Potencia reactiva inicial de salida -  
del generador en MVAR (Q)  
39-43 Constante de Damping o amortiguamien-  
to. Si no se perfora este dato, no se  
cálcula p. torque de amortiguamiento.  
Valores típicos son entre 1 y 1.5.

Los siguientes datos se relacionan con  
la operación del regulador de velocidad  
el cual puede o no actuar en una o en  
todas las máquinas del sistema.

44-49 Potencia inicial con la cual comienza-  
la operación del regulador (PQ)

- 50-55 Potencia mínima de la turbina, después que se ha realizado la acción del regulador (P2).
- 56-61 Retardo de tiempo en segundos, antes de iniciar la acción del regulador(T1).
- 62-67 Tiempo de acción del regulador en seg. (T2).

Tarjetas de secuencia de maniobras.

Una para cada condición de maniobra.

FORMATO (4I5)

- Columnas 1- 5 Número de intervalos de tiempo (NINT) para la configuración del sistema tomada en cuenta. Seleccionar este valor, considerando el tiempo para la próxima maniobra y que esta se realiza en el punto medio del último intervalo de tiempo.
- 10 Indicador para maniobra adicional(L=1) o última maniobra (L=2)
  - 11-15 Identificación de la matriz para esta condición de maniobra.
  - 19-20 Número del generador en el cual se producen cambios.(LM)  
Si no hay cambios dejar en blanco.  
Para cambios en el generador, después de la tarjeta de maniobra seguirá una con los nuevos datos de dicho generador así:

FORMATO (2F6.2,F7.4, F7.2, 2F6.1, F5.2, 2F6.1,2F6.3)



Columnas 1-80 Similar a tarjeta de datos para cálculo de curvas de oscilación.

NOTA: Si no existe cambios omitir esta tarjeta.

f) Gráficos de los resultados de las curvas de oscilación.-

Esta subrutina selecciona cinco (5) generadores específicos y traza las curvas de oscilación calculadas anteriormente. Hay que especificar cuales generadores son tomados en cuenta para graficarlos. Con una nueva ejecución de esta subrutina, se puede graficar más generadores.

Primera tarjeta.

FORMATO (I3)

Columnas 1- 3 Código para llamar a esta subrutina  
(JCL = 6)

Tres tarjetas con títulos.

Para identificación del proceso.

FORMATO (1X, 79H)

Columnas 2-80 Información alfabética para imprimirse al comienzo de los resultados graficados.

Cinco tarjetas.

Para identificar a los generadores, una por cada uno.

FORMATO (I5, 4X, A1, 5A4)

Columnas 1- 5 Número del generador entre 1 y 30 ha  
ser graficado (NG(J))  
10 Carácter alfanumérico que representa-  
ra al generador en mención.  
11-30 Identificación alfabética para este -  
generador.

NOTA: Si menos de cinco (5) generadores van ha ser  
graficados, se debe añadir tarjetas en blanco,  
para los generadores faltantes.

Tarjeta para la amplitud del gráfico.

FORMATO (2F10.0)

Columnas 1-10 Valor del ángulo mínimo de la escala  
del gráfico.  
11-20 Valor del ángulo máximo de la escala  
del gráfico.

Estos valores deben ser enteros con -  
perforación decimal y multiplos de 10.

g) Impresión de los títulos de las matrices.

FORMATO (I3)

Columnas 1- 3 Código (JCL = 8)

h) Fin del proceso.

FORMATO (I3)

Columnas 1-3 Código (JCL = 9)

Cuando se inician nuevos procesos, se tiene varias opciones:

Por ejemplo, si se desea cambiar sólo el tiempo de maniobra, se llama al subprograma que calcula las curvas de oscilación (JCL = 5), sin repetir el cálculo matricial.

Si nuevos cálculos matriciales se deben efectuar, se comienza con el sistema para el cual se efectuó el último cálculo matricial del proceso anterior y se realiza los cambios llamando a las correspondientes subrutinas (JCL = 2 o JCL = 3) o, se puede comenzar con nuevos datos, llamando a la subrutina de lectura (JCL = 1)

#### DATOS DE SALIDA

Los resultados que saca el computador son los siguientes:

- a) Listado de datos básicos del sistema.
- b) Control de las iteraciones para el cálculo de las matrices.
- c) Listado de datos de las condiciones iniciales de los generadores y a continuación tablas con las potencias y ángulos en función del tiempo para cada generador.
- d) Gráfico de las curvas de oscilación para los generadores seleccionados con la respectiva descripción del proceso.
- e) Si se llama a la subrutina de impresión de títulos con el código JCL = 8, se lista los títulos de las matrices calculadas.

A continuación se indican las diferentes variables y la manera de introducir los datos, para el ejemplo N<sup>o</sup> 2 del capítulo IV, en hojas de codificación fortran, con lo cual se tendrá una mejor visión de la manera de utilizar el Programa digital diseñado en este trabajo.























## REFERENCIAS

- 1.- Selden B. Crary, "Power System Stability" Vol. I. John Wiley & Sons, Inc. New York, 1945.
- 2.- P. M. Anderson y A. A. Fovad: "Notes of Power System Control and Stability". The IOWA state University, 1975.
- 3.- A. H. El-Abiad, "Power System Stability an Overview", - Joint Automatic Control Conference, 22 pp., Ohio State - University, Junio 1973.
- 4.- P. Sporn y D. C. Prince, "Ultra High Speed Reclosing of High Voltage Transmission Lines". AIEE Trans. pp. 81-100, Enero de 1937, Disc. pp 1033-1036, Agosto 1937.
- 5.- E. W. Robinson y S. J. Spurgeon, "Automatic Reclosing of High Voltage Circuits", AIEE Trans. pp. 981-987, Mayo 1929
- 6.- J. J. Trainor, J. E. Hobson y H. N. Muller. Jr., "High-Speed Single -Pole Reclosing", AIEE Trans, Vol. 61, pp.81 87. Febrero 1942. Disc., pp. 422-423, Paper 42-24.
- 7.- J. R. Zuerblis, W. L. Hinman, "Single-Pole Tripping Variations with Segregated Phase Relaying", Western Protective Relay Conference, Spokane, Washington, Octubre 1974.
- 8.- D. R. Holland, G. D. Paradis, G. E. Mc Nair y J. Senuta , "Conemaugh Project, New Concepts for 500 kV. System Protection", IEEE Trans., Paper N° 70.TP 572-PWR, pp 9, Julio - 1970.
- 9.- INECEL, "Programación del sistema Nacional Interconectado" Informe N° 25 (Cuadro 1-2: Características generales de li

neas de transmisión) Enero 1973.

- 10.- A. S. Maikopar, "Prospects of Single-Phase Automatic Reclosure on 500 kV Long Distance Lines 500 Km. in length when Using Shunting Reactors," Electric Technology U.S.S.R. , Vol. 3, pp. 348-355, 1964.
- 11.- Harold A. Peterson y Narayan V. Dravid, " A Method for Reducing Dead Time for Single-Pole Reclosing in EHV Transmission", I.E.E.E. Trans. on P.A.&S., Vol. 88, N° 4, pp. - 286-291. Abril 1969. Disc., pp. 241-292 I.E.E.E. N° 68 TP 72-PWR.
- 12.- T. Heineman, "Single-Pole Rapid Reclosing", Elec. Rew., - Vol. 176, N° 18, pp. 668-671, Abril 1965.
- 13.- J. K. Dillard, J.M. Clayton, Jr, y L. A. Kilar, "Controlling Switching Surges on 1100 kV Transmission Systems", I.E.E.E Trans. on P.A.&S. Vol. 89, N° 8, pp. 1752-1759, Nov/Dic. 1970. Disc., pp 1759-62 Paper 70 TP-76-PWR.
- 14.- N. Kundsen, "Single-Phase Switching of Transmission Line Using Reactors for Extinction of the Secondary Arc" C.I.G.R.E Paper N° 310, 1962.
- 15.- E. W. Kimbark, "Suppression of Ground-Faults Arcs. on Single Pole Switched EHV Lines by Shunt Reactors". I.E.E.E. Trans on P.A.&S. Vol. 83, pp. 285-290, Marzo 1964. Paper 64-65.
- 16.- Leo Edwards, J. W. Chadwick, Jr. H.A. Riesch, y L.E. Smith "Single-Pole Switching on TVA'S Paradise-Davison 500 kV Lines: Design Concepts and staged Fault Test Results", IEEE Trans. on P.A.&S. Vol. 90, N° 6. pp. 2436-2444. Nov/Dic. 1971. Disc. pp. 2445-2450.



- 17.- J. R. Eaton y Edwin Kozak, "Single-Pole Switching on Reactor Compensated Lines: Optimun Operating Conditions", IEEE Conference Paper C-74-075-8, Enero 1974.
- 18.- R. Bruce Shipley, Henry J. Holley, y Dorothy W. Coleman , "Digital Analisis of Single-Pole Switching on EHV Lines", I.E.E.E. Trans. on P.A.&S. Vol. 87, N<sup>o</sup> 8, pp. 1979-1683, Agosto 1968. Disc. 1983-1987.
- 19.- Hernán Sanhueza H. "Analisis de Sistemas Eléctricos de Potencia" Escuela Politécnica Nacional. Quito-Ecuador 1974.
- 20.- E. W. Kimbark "Power System Stability" Vol. I., John wiley & Sons, Inc. New York 1948.
- 21.- G. W. Stagg, A. M. El-Abiad, "Computer Methods in Power - Systems Analisis". Mc Graw Hill. 1968.
- 22.- Selden B. Crary, "Power System Stabulity" Vol. II. John - Wiley & Sons, Inc. New York, 1962.
- 23.- Paul Anderson, "Analisis of Gaulted Power Systems". The - IOWA State University Press/ AMES. 1976.