

ESCUELA SUPERIOR
POLITECNICA DEL LITORAL

DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA

ANALISIS DE ESTABILIDAD TRANSIENTE
DE UN SISTEMA DE POTENCIA
EMPLEANDO EL METODO DE
RUNGE-KUTTA DE CUARTO ORDEN

TESIS DE GRADO

Previa a la obtencion del Titulo de:

INGENIERO EN ELECTRICIDAD

ESPECIALIZACION POTENCIA

Presentada por:

LUIS AGUIRRE SANCHEZ

GUAYAQUIL-- ECUADOR

1981

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
Dpto. de Ingeniería Eléctrica
BIBLIOTECA

Exp. No. _____



.....

ING. JOSE LAYANA CH.
Director de Tesis

R E S U M E N

El presente trabajo contiene los fundamentos teóricos necesarios para realizar estudios de estabilidad transiente de sistemas de potencia, y consiste básicamente en el desarrollo de un programa de computador digital, escrito en lenguaje FORTRAN IV, que permita realizar este tipo de estudios.

Las condiciones iniciales del sistema son evaluadas mediante un análisis de flujo de carga empleando el método iterativo de Gauss-Seidel para resolver las ecuaciones algebraicas lineales que resultan de este análisis.

A continuación se crea una condición transiente en el sistema y se emplea el método numérico de Runge-Kutta de cuarto orden a fin de obtener las soluciones del sistema de ecuaciones diferenciales que describen el comportamiento de la red.

Por último, se aplica este estudio a un sistema de potencia en particular, y se presentan algunas conclusiones y recomendaciones tendientes a mejorar la estabilidad del sistema, generalizándolas para cualquier sistema de potencia dado.

	Pág.
RESUMEN.....	VII
INDICE GENERAL.....	VIII
INDICE DE ABREVIATURAS.....	XII
INDICE DE FIGURAS.....	XIII
 <u>CAPITULO 1: INTRODUCCION GENERAL</u>	
1.1. Generalidades.....	1
1.2. Requerimientos de un sistema de potencia	2
1.3. Planteamiento del problema.....	4
 <u>CAPITULO 2: INTRODUCCION AL ESTUDIO DE ESTABILIDAD</u>	
2.1. Conceptos y definiciones	8
2.2. Tipos de estabilidad.....	10
2.3. Estabilidad de máquinas síncronas. Características importantes. 13	
2.4. Máquinas síncronas durante un transiente.....	19
2.5. Pérdida de sincronismo.....	21
 <u>CAPITULO 3: ESTUDIOS PRELIMINARES AL ANALISIS DE ESTABILIDAD</u>	
<u>FLUJO DE CARGA DE UN SISTEMA DE POTENCIA</u>	
3.1. Introducción.....	25
3.2. Ecuaciones establecidas.....	26
3.3. Técnicas de solución.....	29
 <u>CAPITULO 4: MODELO MATEMATICO ELEMENTAL Y METODOS DE SOLUCION</u>	
4.1. Asunciones básicas.....	33
4.2. La ecuación de oscilación.....	34

4.3. Integración numérica de ecuaciones diferenciales ordinarias.	
Método de Runge-Kutta de cuarto orden.....	41
4.4. Solución de ecuaciones diferenciales ordinarias simultáneas	
mediante métodos de Runge-Kutta.....	51

CAPITULO 5: MODELO DE UN SISTEMA DE N-MAQUINAS

5.1. Asunciones básicas.....	56
5.2. Desventajas del modelo clásico.....	57
5.3. Descripción del sistema.....	61
5.3.1. Determinación del estado inicial del sistema.....	66
5.3.2. Modelo del sistema durante la falla.....	71
5.3.3. Determinación del estado final del sistema.....	71
5.4. Aplicación de la ecuación de oscilación a un sistema de	
múltiples máquinas.....	73
5.5. Solución de la ecuación de oscilación. Método de Runge-Kutta	
de cuarto orden.....	75

CAPITULO 6: DESARROLLO DE UN PROGRAMA PARA EL ANALISIS

DE ESTABILIDAD TRANSIENTE DE UN SISTEMA DE POTENCIA

6.1. Generalidades.....	82
6.1.1. Descripción.....	83
6.1.2. Limitaciones.....	85
6.2. Programa LDFLOW.....	86
6.2.1. Propósito.....	86
6.2.2. Formatos de lectura de datos.....	86
6.2.3. Descripción.....	90
6.2.4. Diagrama de flujo.....	94

6.3.	Programa STABI.....	98
6.3.1.	Propósito.....	98
6.3.2.	Descripción.....	98
6.3.3.	Diagrama de flujo.....	99
6.4.	Subrutina IMPMC.....	101
6.4.1.	Propósito.....	101
6.4.2.	Descripción de parámetros.....	101
6.5	Subrutina SUBMC.....	101
6.5.1.	Propósito.....	101
6.5.2.	Descripción de parámetros.....	101
6.6.	Subrutina MCINV.....	102
6.6.1.	Propósito.....	102
6.6.2.	Descripción de parámetros.....	102
6.7.	Subrutina MULMC.....	103
6.7.1.	Propósito.....	103
6.7.2.	Descripción de parámetros.....	103
6.8.	Subrutina RESMC.....	104
6.8.1.	Propósito.....	104
6.8.2.	Descripción de parámetros.....	104
6.9.	Programa STABI2.....	104
6.9.1.	Propósito.....	104
6.9.2.	Descripción.....	105
6.9.3.	Diagrama de flujo.....	106
6.10.	Subrutina RKUTTA.....	110
6.10.1.	Propósito.....	110
6.10.2.	Descripción de parámetros.....	110
6.10.3.	Diagrama de flujo.....	110

	Pág.
6.11. Subrutina GRAFIC.....	114
6.11.1. Propósito.....	114
6.11.2. Descripción de parámetros.....	114
6.11.3. Procedimiento.....	114
6.11.4. Diagrama de flujo.....	116
 <u>CAPITULO 7: ENTRADAS Y SALIDAS DEL PROGRAMA</u>	
7.1. Consideraciones generales.....	119
7.2. Entrada de datos.....	120
7.2.1. Preparación de los datos.....	120
7.2.2. Descripción de la hoja de datos.....	122
7.2.3. Entrada al sistema 34 de la ESPOL.....	125
7.3 Descripción de formatos de resultados.....	126
 <u>CAPITULO 8: PROBLEMA DE APLICACION</u>	
8.1. Descripción del sistema.....	129
8.2. Datos de entrada.....	136
8.3. Corrida del programa y resultados.....	140
8.4. Interpretación de los resultados.....	149
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	166
APENDICE: Listados de los programas y subrutinas.....	172
BIBLIOGRAFIA.....	205

CAPITULO 1

INTRODUCCION GENERAL

1.1 Generalidades

Uno de los estudios que se realiza para conocer el comportamiento eléctrico de un sistema al producirse perturbaciones originadas ya sea por fallas en sus componentes o desconexiones bruscas de carga y/o generación, es el Estudio de Estabilidad Transiente del Sistema.

El presente trabajo consiste básicamente en la presentación de un programa de computador, escrito en lenguaje FORTRAN IV, para el estudio de estabilidad transiente de un sistema de potencia.

En la actualidad la mayor porción de energía requerida por la sociedad moderna es suministrada en la forma de energía eléctrica, cuya demanda y consumo han ido incrementándose notablemente. Sistemas de potencia complejos se han construido con el fin de satisfacer esta demanda creciente. La tendencia en la producción de potencia eléctrica está orientada hacia una red interconectada de líneas de transmisión enlazando generadores y cargas en grandes sistemas integrados, algunos de los cuales atraviesan continentes enteros.

Esta vasta empresa de suministrar energía eléctrica presenta muchos problemas de ingeniería. La planificación, construcción y operación de tales sistemas presenta un cierto grado de complejidad. Con el fin de predecir el funcionamiento de tales sistemas complejos, el ingeniero se encuentra forzado a buscar herramientas más poderosas de análisis y síntesis.

sis.

Por otro lado, deben examinarse las características de los diferentes componentes de un sistema de potencia durante condiciones normales de operación y durante disturbios que causen una operación anormal, y analizar los efectos en el funcionamiento del sistema. Debe darse mayor énfasis al comportamiento transiente en el que el sistema es descrito matemáticamente por ecuaciones diferenciales ordinarias.

Es de esperar que un programa que permita efectuar los cálculos necesarios para tal análisis de una manera rápida y confiable sea de utilidad y constituya en nuestro medio un aporte al uso de los modernos métodos de ingeniería.

1.2 Requerimientos de un servicio de potencia eléctrica confiable

Un sistema eléctrico consiste de algunos elementos separados y combinados unos con otros. Tenemos, en primer lugar, los elementos de potencia que generan, transforman, transmiten, distribuyen y consumen energía eléctrica y, en segundo lugar, los elementos de control que automáticamente regulan las condiciones en el sistema.

Cuando el sistema está operando, todos los elementos interactúan unos con otros; a cualquier tiempo dado forman el sistema que actúa como una unidad para los propósitos de producir, transmitir, distribuir y consumir energía eléctrica.

Para poder controlar estos procesos, es necesario considerar no solamente la acción eléctrica de los elementos de potencia, sino también su

acción mecánica. Tales efectos ocurren en los primo-motores (turbinas) cuya energía mecánica es transformada por los generadores a energía eléctrica y en los motores que conforman la carga del sistema eléctrico, cuando la energía eléctrica es transformada a energía mecánica.

En la operación normal de un sistema de potencia, la cantidad más importante es la potencia producida en los generadores y transmitida a los consumidores. La "calidad" de la energía producida es definida por la magnitud del voltaje en los terminales del consumidor y por la frecuencia establecida en el sistema. Es importante también conocer los voltajes en los diferentes puntos nodales y las corrientes que fluyen a través de los elementos del sistema.

El primer requerimiento de servicio confiable es el de mantener los generadores síncronos funcionando en paralelo y con adecuada capacidad para satisfacer la demanda de carga. Si en un determinado instante un generador pierde el sincronismo con el resto del sistema, pueden ocurrir fluctuaciones significativas de voltaje y corriente y las líneas de transmisión pueden ser automáticamente disparadas por sus relés en sitios no deseados. Si un generador es separado del sistema, debe ser nuevamente sincronizado y luego cargado, asumiendo que no ha sufrido ningún daño y que su primo-motor no ha dejado de funcionar debido al disturbio que causó la pérdida del sincronismo.

Un segundo requerimiento de servicio eléctrico confiable es el de mantener la integridad de la red de potencia. El sistema de transmisión de alto voltaje conecta las estaciones generadoras y los centros de carga.

Interrupciones en esta red pueden impedir el flujo de potencia hacia la carga. Esto requiere usualmente un estudio de extensas áreas geográficas, puesto que casi siempre todos los sistemas de potencia están interconectados con sistemas vecinos. Con el fin de mantener la continuidad de servicio es necesario que fluya potencia de "emergencia" por las líneas interconectadas. Por lo tanto, una operación satisfactoria del sistema significa que estas líneas deben permanecer en servicio si una potencia fija es intercambiada entre las áreas del sistema.

Con el fin de controlar correctamente la operación de un sistema de potencia de tal manera de prevenir interrupciones y de diseñar adecuadamente el sistema de protección y control automático, el ingeniero debe tener una idea clara y detallada de todos los fenómenos posibles en un sistema de potencia moderno. Debe prever lo que le sucederá al sistema como resultado de tal o cual cambio en su operación. Por ejemplo, si un generador sale fuera de servicio, los generadores restantes deben ser capaces de suministrar la demanda de carga; o si una línea queda fuera de servicio, la potencia que por ella fluía debe ser obtenida de otra fuente. Solamente así el ingeniero podrá determinar los parámetros requeridos del sistema y el equipo de protección y control automático a fin de obtener los mejores resultados del sistema de potencia como un todo y de sus partes constitutivas.

1.3 Planteamiento del problema

El problema de estabilidad se refiere al comportamiento de las máquinas síncronas después que éstas han sido afectadas por una perturbación.

Si esta perturbación no involucra ningún cambio neto en la potencia, las máquinas retornarán a su estado original. Si existe un desbalance entre el suministro de potencia y la demanda debido a un cambio en la carga, en la generación o en las condiciones de la red, es necesario un nuevo estado de operación del sistema. En cualquier caso, todas las máquinas síncronas interconectadas permanecerán en sincronismo si el sistema es estable, esto es, seguirán operando en paralelo y a la misma velocidad.

Este problema de la estabilidad de un sistema tuvo sus comienzos cuando máquinas síncronas eran operadas en paralelo o en sincronismo. Se reconocía que la cantidad de potencia que puede ser transferida desde una máquina síncrona hacia otra es limitada. Esta cantidad de carga es conocida como límite de estabilidad y cuando éste es excedido, la máquina que actúa como generador se acelera y la máquina que actúa como motor baja su velocidad.

Con el desarrollo de sistemas de potencia se encontró con ciertas máquinas, particularmente con ciertos sistemas conectados por medio de líneas de alta reactancia, que era difícil mantener el sincronismo bajo condiciones normales y que los sistemas debían ser separados en el caso de producirse fallas o pérdidas de excitación. Diversas condiciones de emergencia hacían ocasionalmente necesario operar las máquinas y líneas de transmisión con la mayor carga posible; bajo estas condiciones el límite de estabilidad era encontrado por experiencia antes que por métodos analíticos. Subsecuentemente, era aparente que muchas de las interrupciones del servicio de energía eran el resultado de disturbios que causaban pérdidas de sincronismo entre las máquinas y que, modificando el diseño,

planificación u operación del sistema, era posible proveer un mejor patrón de servicio.

El transiente que sigue a una perturbación del sistema es oscilatorio por naturaleza; pero si el sistema es estable, estas oscilaciones se amortiguarán hacia una nueva condición de operación (condición estable). Estas oscilaciones, sin embargo, son reflejadas como fluctuaciones en el flujo de potencia sobre las líneas de transmisión. Si una cierta línea que conecta 2 grupos de máquinas soporta fluctuaciones excesivas de potencia, puede ser "disparada" por su equipo de protección abriendo, como consecuencia, la conexión entre las máquinas. Este problema es conocido como estabilidad de la línea de transmisión, aunque en realidad refleje la estabilidad de los 2 grupos de máquinas.

Declarar un sistema de potencia como "estable" es ambiguo a menos que las condiciones bajo las cuales esta estabilidad ha sido examinada haya sido claramente formulada. Esto incluye las condiciones de operación tanto como el tipo de perturbación sufrida por el sistema. Lo mismo puede decirse cuando se habla de estabilidad de una línea. En este caso las fluctuaciones de potencia que pueden tolerarse dependen de la condición inicial de operación del sistema, incluyendo la carga de la línea y la naturaleza de los disturbios a los cuales está sujeta.

Todas estas inquietudes han tomado una importancia vital con el advenimiento de los grandes sistemas interconectados. En efecto, siempre puede encontrarse un disturbio (severo) (pero improbable) que causará la pérdida de estabilidad. Por lo tanto, los disturbios para los cuales el sis

tema podría ser diseñado a fin de mantener la estabilidad, deben ser deli
beradamente seleccionados.

Desde el punto de vista técnico-económico, un sistema de potencia com
plejo que contiene un cierto número de estaciones interconectadas, tiene sus ventajas. Hay, sin embargo, algunas dificultades especiales en la ope
ración de tales sistemas. Así, una falla que perturbe la estabilidad del sistema afecta al sistema total y no solamente a la parte del sistema en la que la falla ocurre. Mientras más grande y complejo sea el sistema, más serias son las consecuencias de una falla, particularmente si el inge
niero no es capaz de diseñar el sistema correctamente y no comprende clara
mente la naturaleza de las condiciones transientes que puedan surgir.

INTRODUCCION AL ESTUDIO DE ESTABILIDAD

2.1 Conceptos y definiciones

Los términos "estabilidad" y "mantenimiento del sincronismo" son frecuentemente usados intercambiabilmente. Sin embargo, un sistema que consista de un generador síncrono, una línea reactiva y un motor de inducción puede tornarse inestable sin necesidad de perder el sincronismo. No obstante, la estabilidad de un sistema es, ordinariamente, de importancia solamente cuando se trata con las condiciones de operación estable entre máquinas síncronas. El problema es de importancia, primeramente desde el punto de vista de la máxima cantidad de potencia que puede ser transmitida sin que se pierda la estabilidad bajo condiciones de estado estable o como resultado de cambios circuitales o fallas. Los términos "estabilidad" y "potencia límite" son también frecuentemente usados intercambiabilmente. Sin embargo, un sistema simple que consista de un generador, una línea reactiva y una carga resistiva, tiene una potencia límite definida sin tener un límite de estabilidad.

La tendencia de un sistema o de sus partes constitutivas a desarrollar fuerzas para mantener el sincronismo y el equilibrio se conoce como estabilidad.

La estabilidad puede ser formalmente definida como sigue: "Estabilidad, cuando es usada con referencia a un sistema de potencia, es aquel atributo del sistema o parte del sistema que le permite desarrollar fuerzas

restauradoras entre sus elementos constitutivos, iguales o mayores a las fuerzas perturbadoras de tal manera de restaurar un estado de equilibrio entre los elementos".

El criterio principal para la estabilidad es el de que las máquinas síncronas mantengan el sincronismo al finalizar el período transiente debido a una perturbación en el sistema.

Otra definición de estabilidad es la siguiente:

"Si la respuesta oscilatoria de un sistema de potencia durante el período transiente que sigue a un disturbio es amortiguada, y el sistema se coloca en un tiempo finito en un nuevo estado de operación, decimos que el sistema es estable. Si el sistema no es estable, es considerado inestable".

El límite de estabilidad para un sistema que contiene máquinas síncronas puede ser considerado de igual forma que la potencia límite y puede definirse de la siguiente manera:

"El límite de estabilidad es el máximo flujo de potencia a través de algún punto en el sistema cuando el sistema total o la parte del sistema a la cual el límite de estabilidad se refiere está operando de una manera estable".

Los términos "estabilidad" y "límite de estabilidad" se aplican tanto al régimen permanente como al transitorio. El "límite de estabilidad de régimen permanente" se refiere al máximo flujo posible de energía que

puede pasar por un punto determinado sin que haya pérdida de estabilidad cuando se aumenta la energía muy gradualmente. El "límite de estabilidad en regimen transitorio" se refiere al máximo flujo posible por un punto determinado, sin pérdida de estabilidad al presentarse una brusca perturbación. La perturbación transitoria puede ser, por ejemplo, un brusco aumento de carga que podría llevarse a cabo con estabilidad si se verifica gradualmente pero que origina la pérdida de estabilidad a causa de la velocidad de aplicación. Más frecuentemente la perturbación para la que se desea conocer el límite de estabilidad transitoria, se debe a un fallo o por la desconexión del circuito de una de las diversas líneas en paralelo o por la combinación de una falla y de su subsecuente aislamiento por desconexión de parte del sistema. Todo sistema está sujeto a perturbaciones en regimen transitorio, siendo el límite de estabilidad en regimen transitorio casi siempre más bajo que el límite de estabilidad en el regimen permanente. En algunos casos, la estabilidad del estado permanente es el factor limitativo en sistemas sobrecargados después de terminar el período transitorio.

2.2. Tipos de estabilidad

En el punto anterior nos referimos a los límites de estabilidad en regimen permanente y transitorio. Aclaremos ahora ambos términos.

Podemos identificar 3 tipos de comportamiento inestable en un sistema de potencia: inestabilidad de estado estable o de regimen permanente, inestabilidad dinámica, e inestabilidad transiente o de regimen transitorio. No existen definiciones universalmente aceptadas de estas terminolo

gías, sin embargo, se pretende simplemente describir diferentes maneras en las que puede ocurrir la inestabilidad de un sistema.

1. La inestabilidad de estado estable es un evento posible, pero improbable en un gran sistema de potencia. En el sistema simple e hipotético de 2 máquinas, se perderá el sincronismo si se trata de operar las máquinas con una separación de los ángulos de sus rotores mayor de 90 grados. Para sistemas reales de múltiples máquinas, diferencias angulares grandes también tienden hacia la inestabilidad de estado estable, pero no es posible formular límites de estabilidad de estado estable en términos de diferencias angulares. Entre máquinas separadas a grandes distancias en un gran sistema, las diferencias angulares pueden exceder en gran parte los 90 grados y mantener la estabilidad de estado estable del sistema. Por otro lado, dependiendo de la localización y de las características de las cargas del sistema, la inestabilidad de estado estable puede ocurrir con diferencias angulares menores que los 90 grados. En aquellos sistemas donde este tipo de inestabilidad es un riesgo genuino, los operadores reconocen frecuentemente condiciones limitantes en términos de cambios graduales, tales como fluctuaciones en los voltajes de barras y están en condiciones de alterar las operaciones del sistema con el fin de evitar la inestabilidad. Si se exceden las condiciones limitantes, estos cambios se incrementan enormemente y puede ocurrir la pérdida del sincronismo.

2. La inestabilidad dinámica es más probable que la de régimen permanente o al menos es más común en sistemas de potencia. Pequeñas variaciones en la velocidad ocurren continuamente en operación normal con las correspondientes variaciones en las diferencias angulares de los ángulos de los rotores de las máquinas y en las cargas de los generadores. Si las variaciones resultantes de cualquier cambio inicial disminuyen con el tiempo, se dice que el sistema es dinámicamente estable. A la inversa, si estas variaciones, en la forma de oscilaciones, se incrementan con el tiempo, el sistema es dinámicamente inestable. Debido a efectos no-lineales, tales oscilaciones pueden ser limitadas a cierta magnitud, o pueden incrementarse hasta el punto de ocurrir la pérdida del sincronismo.

3. La inestabilidad transiente puede ocurrir en cualquier sistema sujeto a un disturbio mayor. No hay límite para los tipos de disturbios que puedan ocurrir, pero usualmente se presenta el caso de una falla en una línea sumamente cargada que requiere la apertura de la línea para despejar la falla. El "disparo" de un generador cargado o de una súbita caída de voltaje de una cierta carga pueden causar también la inestabilidad. Usualmente disturbios alteran el sistema por lo menos temporalmente, de tal forma que la subsecuente operación en estado estable del sistema será diferente de la operación antes del disturbio. Por tanto, hay la necesidad de que el sistema alterado permanezca estable en su nuevo estado permanente. También existe la posi

bilidad de que el sistema alterado sea dinámicamente inestable y que las oscilaciones subsecuentes al disturbio sean sostenidas o eventualmente se incrementen en magnitud hasta el punto de causar la pérdida del sistema. Más a menudo, sin embargo, la inestabilidad que sigue a un disturbio es debida a las relativamente largas desviaciones transientes en velocidades, diferencias angulares de los rotores y cambios de potencia iniciados por el disturbio.

El presente trabajo va a referirse a procesos transientes de corto período asociados con cambios en las condiciones electromecánicas del sistema. Es necesario considerar el estudio no solamente para las condiciones transientes, sino también para el estado normal y la condición de estado una vez que el disturbio ha sido despejado, puesto que éstos pueden ser tomados como los estados inicial y final del sistema.

2.3 Estabilidad de máquinas síncronas. Características importantes

Las características de las máquinas síncronas que son importantes desde el punto de vista de estabilidad, son sustancialmente las mismas para el caso de generadores síncronos, motores o condensadores síncronos. En general, las características de los generadores son de mayor importancia ya que ellos constituyen el mayor porcentaje de la capacidad síncrona total conectada, y debido a que tienen una incidencia tan importante sobre todos los ángulos del sistema.

El elemento más importante de análisis que incide notablemente en el

funcionamiento de un generador, bajo condiciones en las cuales la estabilidad del sistema es determinada mayormente por sus características transientes, es su reactancia transiente o más comúnmente definida como la componente de eje directo. El efecto de disminuir la reactancia transiente de generadores implica un incremento en los límites de estabilidad para un estudio particular tal como se demuestra en el siguiente gráfico:

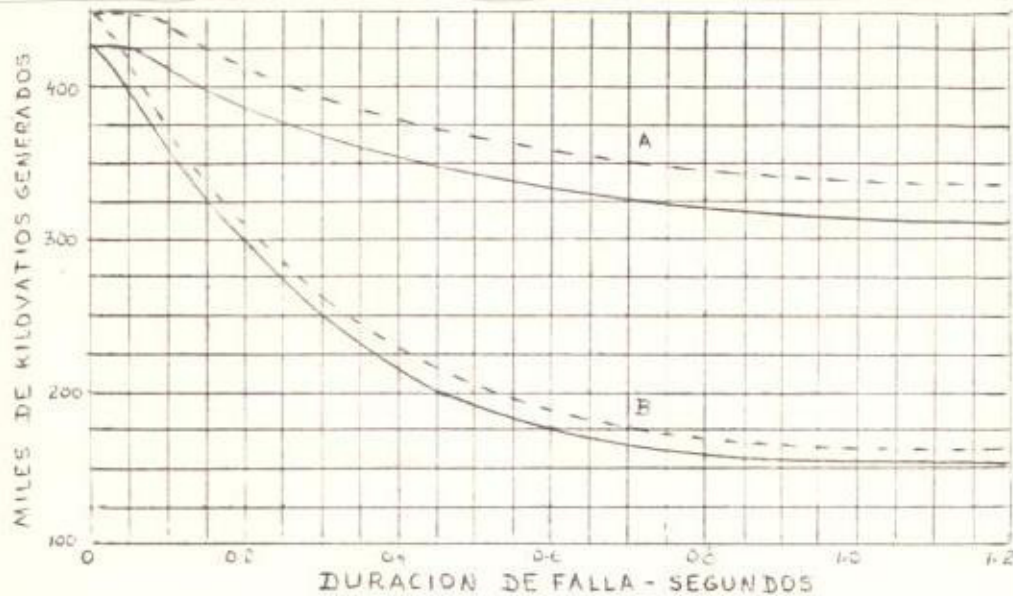


Fig. 2.3.1- Efecto de la reactancia del generador sobre

la estabilidad.

A- Falla de línea a tierra

B- Falla de 2 líneas a tierra

Las curvas continuas corresponden a una reactancia transiente $x'd = 30\%$; las curvas punteadas para $x'd = 21\%$

Por otro lado, el efecto de disminuir la reactancia transiente incide también en el costo de la máquina tal como se muestra a continuación:

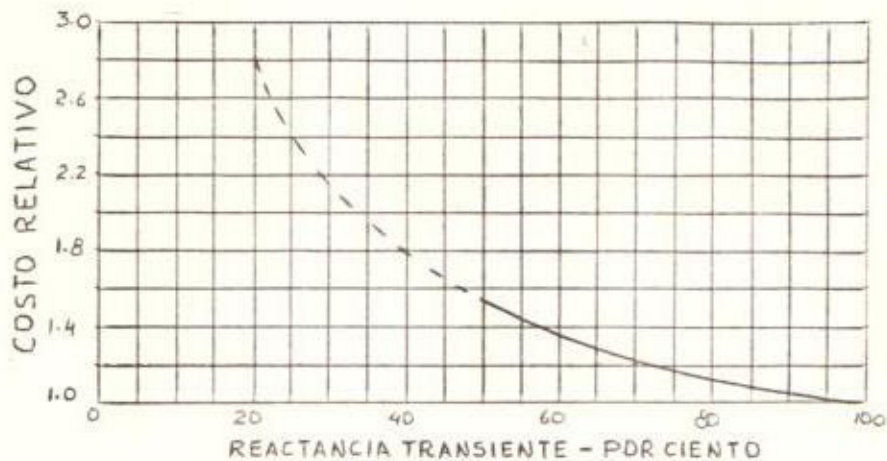


Fig. 2.3.2- Costo aproximado considerando la disminución de la reactancia transiente de generadores síncronos de polos salientes.

En muchos casos, es preferible emplear generadores con una reactancia menor que la normal, puesto que la seguridad del sistema justifica una inversión mayor.

La inercia de un generador o motor síncrono es también un factor importante en el estudio de estabilidad, ya que afecta el período natural de oscilación del sistema o el tiempo requerido para alcanzar un punto determinado más allá del cual el restablecimiento del sistema sería imposible. La figura 2.3.3 muestra los resultados de cálculos para diferentes valores de constante de inercia de generadores sobre los límites de estabilidad para un sistema particular.

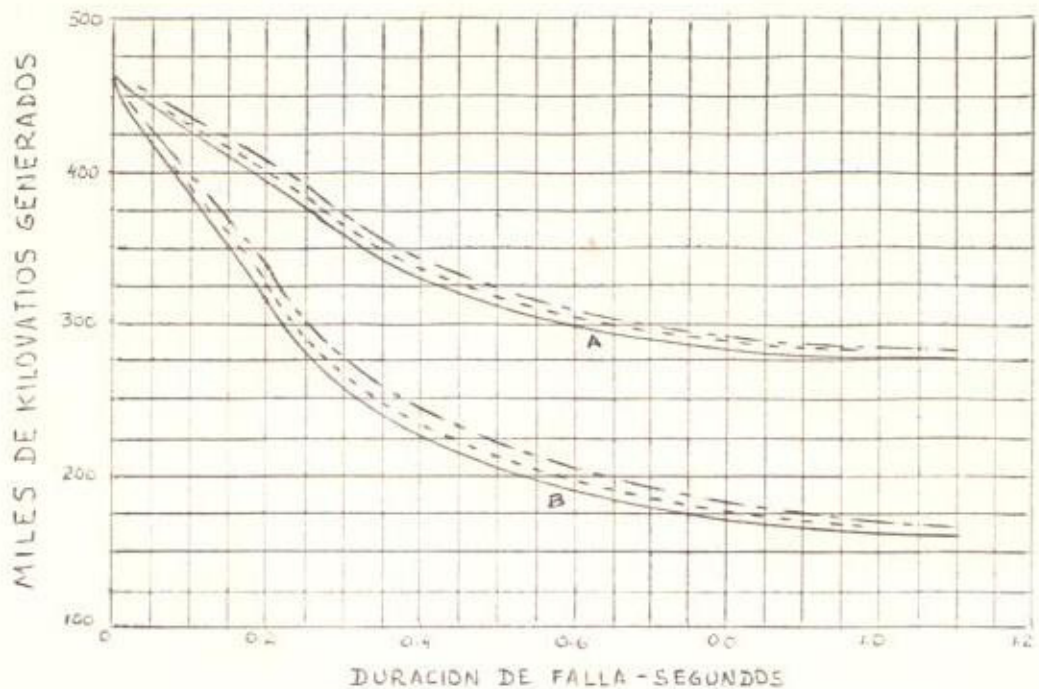


Fig. 2.3.3- Efecto de la inercia del generador sobre la estabilidad del sistema.

A- Falla la línea a tierra

B- Falla de doble línea a tierra

_____ Mínimo WR^2 (31×10^6 lbs-ft²)

----- 50% adicional WR^2

- . - . - . 100% adicional WR^2

En la siguiente tabla se muestran los rangos de constantes de inercia para diferentes máquinas síncronas:

WR^2 equivale al peso de las partes giratorias de la máquina (incluyendo el accionamiento o la carga) multiplicado por el cuadrado del radio de giro.

TABLA I - CONSTANTES DE INERCIA TÍPICAS DE MÁQUINAS SINCRONAS

TIPO DE MÁQUINA	CONSTANTE DE INERCIA H ENERGIA ALMACENADA EN KW-SEG POR KVA
<i>Generador de turbina</i>	
<i>Con condensador 1800rpm</i>	9-6
<i>3600rpm</i>	7-4
<i>Sin condensador 3600rpm</i>	4-3
<i>Generador hidráulico</i>	
<i>Baja velocidad (< 200rpm)</i>	2-3
<i>Alta velocidad (> 200rpm)</i>	2-4
<i>Condensador síncrono</i>	
<i>grande</i>	1.25
<i>pequeño</i>	1.00
<i>Motor síncrono con carga</i>	2.00

Por otro lado, la severidad de fallas no simétricas en el sistema es afectado por la impedancia de secuencia negativa de las máquinas conectadas. Los arrollamientos amortiguadores afectan a las componentes tanto real como reactiva de esta impedancia. Máquinas sin arrollamiento amortiguador poseen la mayor reactancia de secuencia negativa, pero máquinas con devanados amortiguadores resistentes poseen la mayor resistencia de secuencia negativa. Las curvas de la figura 2.3.4 muestran el efecto combinado del material de este arrollamiento sobre los límites de estabilidad de un sistema típico para una falla de línea a línea y una falla de 2 lí

neas a tierra en la barra de alto voltaje de los terminales de un generador. Se observa un notable mejoramiento con arrollamientos amortiguadores de alta resistencia para fallas de gran duración, sin embargo, con el desarrollo actual de breakers de alta velocidad, esta mejora no es tan notable. En el caso de presentarse oscilaciones en el sistema, arrollamientos de cobre de baja resistencia producen un mayor amortiguamiento del movimiento mecánico. Sin embargo, estos efectos no son importantes cuando analizamos una falla en el sistema, a menos que se dé el caso raro en el cual el sistema esté constituido de tal forma que dé lugar a oscilaciones compuestas luego de producirse el disturbio.

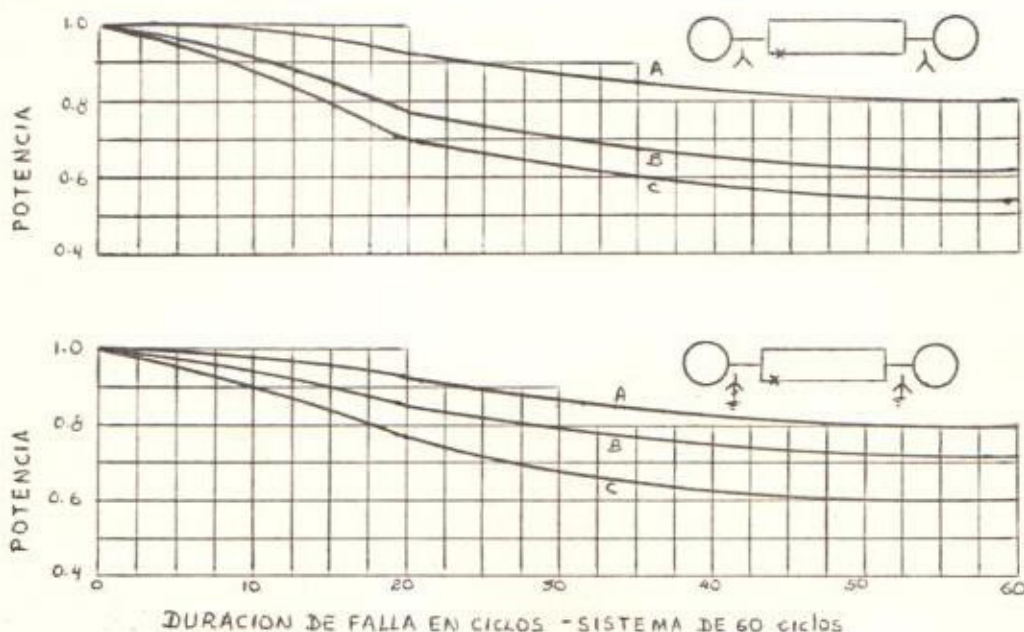


Fig. 2.3.4- Efecto del material del arrollamiento amortiguador sobre los límites de estabilidad.

A- Alta resistencia

B- Sin amortiguación

C- Cobre

La figura superior corresponde a una
falla de línea a línea.

La figura inferior corresponde a una
falla de 2 líneas a tierra.

2.4 Máquinas síncronas durante un transiente

El análisis de estabilidad transiente considera primeramente los efectos que experimenta el sincronismo de los generadores al ocurrir fallas en las líneas de transmisión. Durante una falla la potencia eléctrica de los generadores cercanos a ésta se reduce, quizás drásticamente, mientras que la potencia en otras unidades puede cambiar notablemente. Las diferencias resultantes en la aceleración producen consecuentemente diferencias en las velocidades de las máquinas durante el tiempo de falla y es importante des
pejar la falla rápidamente para limitar estas diferencias en las velocidades y los cambios asociados en diferencias de los ángulos internos de cada unidad.

Los sistemas de control de frecuencia y sistemas individuales de las máquinas (gobernadores de velocidad) tratan de mantener las velocidades de los generadores, pero es el efecto en el flujo de potencia variante a través de la red el que fuerza a hacer cero en promedio estas diferencias en velocidad. Si un generador "corre" más rápido que otro, la posición angular de su rotor relativa a aquella del generador más lento continuará avanzando mientras exista esta diferencia de velocidades y su voltaje generado avanzará así mismo en fase relativa al voltaje de la máquina más lenta. La diferencia de fase resultante, dentro de ciertos límites, hará que se trans

mita carga desde la máquina lenta hacia la más rápida, tendiendo de esta forma a reducir la diferencia de velocidades. Esta transmisión de carga entre generadores es una función no lineal de la diferencia en los ángulos de los rotores y sobre una cierta diferencia, nominalmente 90 grados, el transporte incremental de carga debido a los cambios incrementales en los ángulos y a las fuerzas que tienden a reducir las diferencias en velocidades, crea nuevas fuerzas que tienden a aumentar estas diferencias. Esto es, en esencia, el fenómeno de pérdida de sincronismo.

Durante un transiente el sistema visto por una máquina síncrona causa cambios en el voltaje terminal de la máquina, ángulo del rotor y frecuencia. La impedancia vista "hacia adentro" de la red en los terminales de la máquina también cambia. El voltaje en el arrollamiento de campo se verá afectado por:

1. Corrientes inducidas en el arrollamiento amortiguador debido a los cambios repentinos en la corriente de armadura.
2. Corrientes inducidas en el arrollamiento de campo debido a los cambios repentinos en las corrientes de armadura.
3. Cambios en los voltajes del rotor debido a cambios en el voltaje de excitación, si es activado por cambios en los terminales de la máquina. Se observan efectos transientes y subtransientes. Puesto que los efectos subtransientes decaen rápidamente, son usualmente despreciados y solamente se consideran importantes los efectos transientes.

Notar que el comportamiento discutido previamente depende tanto de

la importancia de la red como de los parámetros de la máquina. La potencia de salida de la máquina se verá afectada por los cambios en el arrollamiento del rotor y en la posición del rotor además de algún cambio en la impedancia "vista" por los terminales de la máquina. Sin embargo, hasta que los cambios en velocidad sean tales que puedan ser detectados y corregidos por el gobernador, el cambio en la potencia de salida vendrá de la energía almacenada en las masas rotativas de la máquina.

Cuando se produce un disturbio de gran duración, las velocidades de todas las máquinas cambian de tal forma que son detectadas por sus gobernadores de velocidad. Las máquinas auto-controladas son las únicas responsables del mantenimiento de la frecuencia del sistema. La dinámica del período de transición, sin embargo, es importante y en este caso es necesario conocer las características dinámicas del gobernador.

En nuestro estudio vamos a analizar períodos transientes de corta duración (1 seg.) y analizaremos la estabilidad de las máquinas síncronas dentro de este período, sin intervención de los gobernadores de velocidad ni demás sistemas de control propios de un sistema de potencia de alta confiabilidad.

2.5 Pérdida de sincronismo

Cualquier desbalance entre la generación y la carga inicia un transiente que causa una oscilación de los rotores de las máquinas síncronas, debido a torques netos de aceleración (o desaceleración) ejercidos por estos rotores. Si estos torques netos son suficientemente largos de tal forma que causen grandes oscilaciones de los rotores, el sincronismo se

pierde. Para asegurar la estabilidad, debe ser alcanzado un nuevo estado de equilibrio antes de que alguna de las máquinas experimente esta condición. La pérdida del sincronismo también puede suceder en etapas, esto es, por ejemplo, si el transiente inicial causa un flujo eléctrico en la red de transmisión a ser interrumpida durante la oscilación. Esto crea otro transiente que, cuando se superpone con el primero puede causar la pérdida del sincronismo.

Consideremos un disturbio severo iniciado por un desbalance en generación, digamos exceso de generación. La mayor porción de exceso de energía será convertida a energía cinética. De esta forma, la mayoría de las velocidades angulares de los rotores de las máquinas se incrementarán. Una pequeña parte será consumida en las cargas y a través de varias pérdidas en el sistema. Sin embargo, un incremento apreciable en las velocidades de las máquinas no significa que el sincronismo se perderá. El factor importante aquí es la diferencia angular entre las máquinas, donde el ángulo del rotor es medido con respecto a una referencia rotando sincronamente. Esto es ilustrado en la figura 2.5.1 en la que los ángulos de los rotores de las máquinas, en un sistema hipotético de 4 máquinas, son graficadas en función del tiempo durante un transiente.

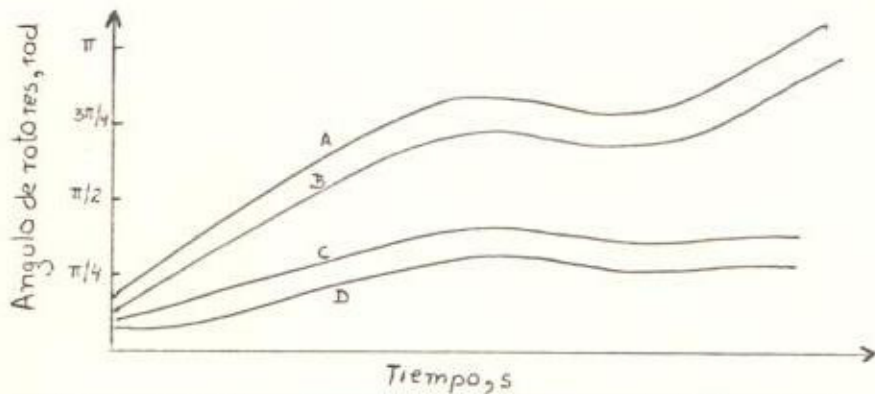
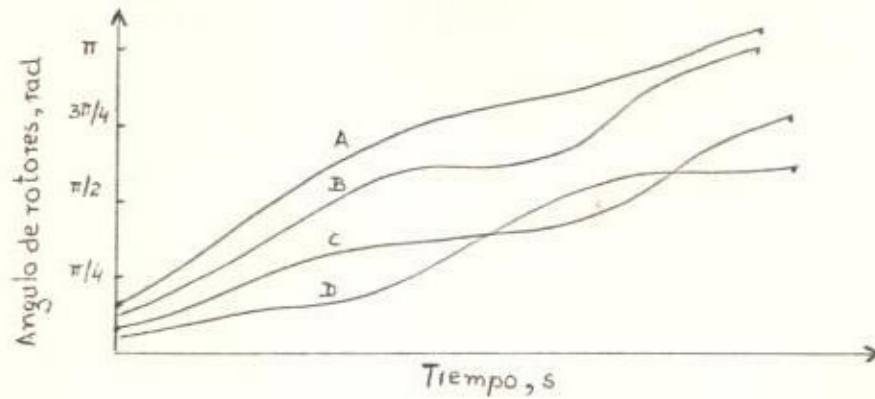


Fig. 2.5.1 - Respuesta de un sistema de 4 máquinas

durante un transiente.

(a) Sistema estable

(b) Sistema inestable

En el caso de (a) todos los ángulos de los rotores se incrementan más allá de π radianes, pero todas las diferencias angulares son pequeñas, y el sistema permanecerá estable. En el caso (b) es evidente que las máquinas están separadas en 2 grupos y se observa que los ángulos de los rotores continúan apartándose entre sí. El sistema es inestable.

Debido a niveles de cambio de energía cinética, no es común el restablecimiento del sincronismo en las máquinas. Más aún, cuando las máquinas

pierden el sincronismo, corrientes y voltajes varían sobre amplios rangos y los aparatos de protección deberían operar, y normalmente lo hacen, de jando fuera de servicio generadores y líneas.

Resumiendo entonces los casos de pérdida de sincronismo, ésta puede ocurrir entre una máquina y el resto del sistema o entre grupos de máquinas, pudiendo mantenerse, sin embargo, el sincronismo dentro de estos grupos.

ESTUDIOS PRELIMINARES AL ANALISIS DE ESTABILIDADFLUJO DE CARGA DE UN SISTEMA DE POTENCIA

3.1 Introducción

Previo al estudio de estabilidad es necesario conocer las condiciones iniciales o pretransientes del sistema de potencia en estudio. Para ello debemos realizar un análisis de flujo de carga del sistema y obtener de esta manera los datos iniciales del mismo, tales como el voltaje detrás de la reactancia síncrona de cada generador y la potencia mecánica de cada unidad.

El problema del flujo de carga consiste en el cálculo del flujo de potencia y voltajes de una red bajo ciertas condiciones especificadas. Identificamos 3 tipos de barras en el sistema: barra de oscilación, barra de voltaje controlado y barra de carga. Seleccionamos la barra de oscilación cuyo voltaje terminal se desea mantener, a fin de proveer la potencia activa y reactiva para suministrar las pérdidas de transmisión, puesto que éstas son desconocidas hasta que la solución final sea obtenida. Para esta barra se especifican la magnitud y la fase del voltaje. En la barra de voltaje controlado se especifica la potencia real y la magnitud del voltaje, mientras que en la barra de carga son especificadas la potencia real y reactiva.

La formulación matemática del problema de flujo de carga resulta en un sistema de ecuaciones algebraicas no lineales o lineales. Estas pue

den ser establecidas usando como sistema de referencia (coordenadas) ya sea un bucle (lazo) o una barra de la red. Los coeficientes de las ecuaciones dependen de la selección de las variables independientes, es to es, voltajes o corrientes. De esta manera, pueden utilizarse las ma trices impedancia o admitancia de la red.

La solución de las ecuaciones algebraicas que describen el funciona miento del sistema está basada en técnicas iterativas debido a la carac terística de estas ecuaciones. La solución debe satisfacer las leyes de Kirchhoff, esto es, la suma algebraica de todos los flujos en una ba rra debe ser igual a cero, y la suma algebraica de todos los voltajes en un lazo debe ser igual a cero. Una u otra de estas leyes es usada como prueba para la convergencia de la solución en un método iterativo com putacional.

3.2 Ecuaciones establecidas

Las ecuaciones que describen el funcionamiento de la red de un siste ma de potencia usando barras del mismo como ejes referenciales son:

$$\begin{matrix} - & - & - \\ E_{\text{barra}} & = Z_{\text{barra}} & I_{\text{barra}} \end{matrix} \quad (3.2.1)$$

$$\begin{matrix} - & - & \text{ó} & - \\ I_{\text{barra}} & = Y_{\text{barra}} & E_{\text{barra}} \end{matrix} \quad (3.2.2)$$

Las matrices impedancia o admitancia de la red pueden ser formadas incluyendo la barra de tierra. Los elementos de las matrices, por tanto, incluirán los efectos de los elementos en derivación (shunt) a tierra, tales como capacitores estáticos y reactores, carga de la línea, y elemen

tos de derivación (shunt) de transformadores equivalentes. Cuando la barra de tierra es incluida y seleccionada como nodo de referencia, los voltajes de barra en las ecs.3.2.1 y 3.2.2 son medidos con respecto a tierra. Si la barra de tierra no es incluida en la red, los elementos de las matrices impedancia o admitancia no incluirán los efectos de los elementos en derivación (shunt) y debe seleccionarse una barra de la red como barra de referencia. En este caso, los efectos de los elementos en derivación (shunt) son tratados como fuentes de corriente en las barras de la red y los voltajes de barra en las ecs.3.2.1 y 3.2.2 son medidas con respecto a la barra de referencia seleccionada.

Pasamos ahora a analizar las ecuaciones específicas de la red. La potencia real y reactiva en cualquier barra p está dada por:

$$S_p = P_p - jQ_p = E_p^* I_p$$

y la corriente es:

$$I_p = \frac{P_p - jQ_p}{E_p^*} \quad (3.2.3)$$

donde I_p es positiva si fluye hacia dentro del sistema.

En la formulación de la ecuación de red, si los elementos en derivación (shunt) a tierra son incluidos en los parámetros matriciales, entonces la ec.3.2.3 es la corriente total en la barra. Por otro lado, si los elementos en derivación son excluidos en los parámetros de la matriz, la corriente total en la barra p es:

$$I_p = \frac{P_p - jQ_p}{E_p^*} - y_p E_p$$

donde y_p es la admitancia shunt total en la barra y $y_p E_p$ es la corriente shunt fluyendo desde la barra p a tierra.

Después de que la solución iterativa de los voltajes en las barras es completada, se calcula el flujo de potencia entre líneas. La corriente en la barra p , en la línea que conecta la barra p con la barra q , es:

$$i_{pq} = (E_p - E_q) y_{pq} + E_p \frac{y'_{pq}}{2}$$

donde y_{pq} = admitancia de la línea

y'_{pq} = admitancia total de carga de la línea

$E_p y'_{pq} / 2$ = contribución de corriente a la barra p debido a la carga de la línea

El flujo de potencia real y reactiva está dado por:

$$P_{pq} - jQ_{pq} = E_p^* i_{pq} \quad \text{ó}$$

$$P_{pq} - jQ_{pq} = E_p^* (E_p - E_q) y_{pq} + E_p^* E_p \frac{y'_{pq}}{2} \quad (3.2.4)$$

P_{pq} equivale al flujo de potencia real desde la barra p a la barra q y Q_{pq} equivale al flujo de potencia reactiva desde la barra p a la q . Similarmente en la barra q el flujo de potencia de q hacia p está dado por:

$$P_{qp} - jQ_{qp} = E_q^* (E_p - E_q) y_{pq} + E_q^* E_q \frac{y'_{pq}}{2} \quad (3.2.5)$$

Las pérdidas de potencia en la línea p-q equivalen a la suma algebraica de los flujos de potencia determinados de las ecs. (3.2.4) y (3.2.5).

3.3 Técnica de solución

Vamos a emplear el método iterativo de Gauss-Seidel utilizando la matriz admitancia de barra del sistema.

La solución del problema de flujo de carga es iniciada asumiendo voltajes para todas las barras, excepto para la barra de oscilación, donde el voltaje es especificado y permanece fijo. Luego se calculan las corrientes para todas las barras excepto para la barra de oscilación, la cual de nominaremos de ahora en adelante por la letra s.

Habíamos establecido ciertas ecuaciones que representaban la performance de la red. Tenemos así:

$$I_p = \frac{P_p - jQ_p}{E_p^*} \quad \begin{matrix} p=1,2,\dots,n \\ p \neq s \end{matrix} \quad (3.3.1)$$

donde n es el número de barras de la red. Por otro lado:

$$\bar{I}_{\text{barra}} = \bar{Y}_{\text{barra}} \bar{E}_{\text{barra}} \quad (3.3.2)$$

Seleccionando la tierra como barra de referencia, podemos establecer un grupo de (n-1) ecuaciones simultáneas:

$$E_p = \frac{1}{Y_{pp}} \left(I_p - \sum_{q=1}^n Y_{pq} E_q \right) \quad \begin{matrix} p=1,2,\dots,n \\ p \neq s \\ q \neq p \end{matrix} \quad (3.3.3)$$

Las corrientes de barra calculadas de la ecuación (3.3.1), el voltaje de la barra de oscilación, y los voltajes de barra estimados son sustituidos en la ecuación (3.3.3) para obtener un nuevo grupo de voltajes de barra. Estos nuevos voltajes son usados en la ec. (3.3.1) para recalcular las corrientes de barra en una subsecuente solución de la ec.(3.3.3). Este proceso continúa hasta que los cambios en todos los voltajes de las barras sean despreciables. Después que se obtiene la solución para los voltajes en las barras del sistema, se procede a evaluar la potencia en la barra de oscilación y el flujo de potencia entre líneas. Combinando las ecs. (3.3.3) y (3.3.1) se obtiene:

$$E_p = \frac{1}{Y_{pp}} \left(\frac{P_p - jQ_p}{E_p^*} - \sum_{\substack{q=1 \\ q \neq p}}^n Y_{pq} E_q \right) \quad (3.3.4)$$

$p = 1, 2, \dots, n$
 $p \neq s$

Esta ecuación involucra solamente voltajes de barra como variables.

Formulando de esta manera el problema de flujo de carga obtenemos un grupo de ecuaciones lineales que pueden ser resueltas por métodos iterativos.

En nuestro análisis de estabilidad aplicaremos el método iterativo de Gauss-Seidel como un método computacional a fin de evaluar las condiciones iniciales del sistema, realizando el flujo de carga del mismo. Una significativa reducción en el tiempo computacional para la obtención de una solución se obtendrá realizando tantas operaciones matemáticas posi

bles antes de iniciar el método iterativo. De esta forma llamando

$$\frac{1}{Y_{pp}} = L_p$$

la ecuación (3.3.4) puede ser escrita:

$$E_p = \frac{(P_p - jQ_p)L_p}{E_p^*} - \sum_{\substack{q=1 \\ q \neq p}}^n Y_{pq} L_p E_q \quad (3.3.5)$$

$p = 1, 2, \dots, n$
 $p \neq s$

Considerando ahora: $(P_p - jQ_p)L_p = KL_p$

$$Y_{pq} L_p = YL_{pq}$$

La ecuación (3.3.5) se reduce a:

$$E_p = \frac{KL_p}{E_p^*} - \sum_{\substack{q=1 \\ q \neq p}}^n YL_{pq} E_q \quad (3.3.6)$$

$p = 1, 2, \dots, n$
 $p \neq s$

En el método iterativo de Gauss-Seidel el nuevo voltaje calculado en la iteración $(k+1)$: E_p^{k+1} , reemplaza inmediatamente al voltaje E_p^k y es usado en la solución de las subsecuentes ecuaciones.

Por otro lado empleamos un factor de aceleración α (alfa) a fin de que el método iterativo converja más rápidamente. Así pues, tenemos:

$$E_p^{k+1} = E_p^k + \alpha(E_p^{k+1} - E_p^k)$$

Pueden emplearse valores para alfa entre 1.30-1.50 para de esta manera lograr que el método converja en un número menor de iteraciones.

En capítulos posteriores explicaremos el desarrollo de un programa de computadora que realiza el flujo de carga de un sistema de potencia, cuya estabilidad se requiere analizar. Emplearemos para ello el desarrollo teórico que se ha explicado previamente y se hará un diagrama de flujo de detallando los pasos seguidos en la solución del problema de flujo de carga del sistema en estudio.

MODELO MATEMATICO ELEMENTAL

4.1 Asunciones Básicas

Es importante considerar ciertas asunciones básicas, bajo las cuales vamos a construir nuestro modelo matemático, como punto de partida para el estudio de estabilidad transiente. Podemos resumir estas asunciones en los siguientes puntos:

1. Trataremos en forma individual a cada generador. Cuando se considera la dinámica de los generadores se asume que todos aquellos pertenecientes a una específica "área de control" son controlados en conjunto y realizan su dinámica en conjunto. En nuestro estudio de estabilidad transiente vamos a considerar que cada generador realiza su dinámica individualmente.
2. Como una consecuencia de esta individualidad de la dinámica del generador, esperaremos encontrar ciertos generadores que realicen oscilaciones rápidas y otros que oscilen lentamente. Encontraremos más práctico utilizar las posiciones angulares del rotor δ_i , que sus respectivas velocidades $\dot{\delta}_i$, como indicadores de los diferentes estados de estabilidad de las distintas máquinas. Por ejemplo, los 2 voltajes terminales de barra de una línea particular pueden estar momentáneamente separados 90 grados eléctricos, pero pueden estar caracterizados por velocidades iguales. Basados solamente en la información sobre la velocidad, podríamos ignorar la situación extremadamente pe

ligrosa que presenta la línea en realidad.

3. Debido a las altas inercias de las máquinas, los cambios en la velocidad del rotor (tomando una referencia síncrona de 60 Hz) son muy pequeños comparados con la velocidad síncrona $\omega = 377$ radianes/segundo. Por tanto, podemos considerar para propósitos prácticos, que la parte estática (línea y transformadores) de la red eléctrica permanece en un estado estable de 60 Hz. Esta importante asunción tiene la siguiente consecuencia: Los generadores individuales serán descritos por ecuaciones diferenciales, las llamadas "ecuaciones de oscilación" que están acopladas mutuamente a través de ecuaciones algebraicas describiendo el comportamiento del sistema.
4. En el caso de disturbios balanceados, las ecuaciones acopladas algebraicamente son las ecuaciones que relacionan corrientes o voltajes en las diferentes barras de la red.
5. En el caso de disturbios desbalanceados debemos usar aquellas ecuaciones que relacionen las corrientes o voltajes de secuencia positiva en las diferentes barras. Esto sigue del hecho que solamente las componentes de secuencia positiva resultan en fuerzas sincronizantes dentro de las máquinas.

Estas son las asunciones más importantes sobre las cuales basaremos nuestro estudio de estabilidad. Existen también otras asunciones que serán analizadas posteriormente a medida que transcurra el análisis.

4.2. La ecuación de oscilación

La ecuación de oscilación gobierna el movimiento del rotor de una máquina relacionando el torque de inercia a la resultante de los torques mecánico y eléctrico en el rotor, esto es:

$$J\ddot{\Theta} = T_a \quad [N \cdot m] \quad (4.2.1)$$

donde J es el momento de inercia en $kg \cdot m^2$ de todas las masas rotativas conectadas al eje; Θ es el ángulo mecánico del eje en radianes, con respecto a una referencia fija; y T_a es el torque acelerante en newton-metros actuando en el eje.

El torque actuando en el rotor de un generador incluye el torque mecánico de entrada desde el primo-motor, torques debidos a pérdidas rotacionales (fricción y pérdidas en el núcleo), torques eléctricos de salida y torques de amortiguamiento debidos al primo-motor, generador y al sistema de potencia. Los torques eléctrico y mecánico actuando en el rotor de un motor son de signo opuesto y son un resultado de la potencia eléctrica de entrada y de la carga mecánica.

Considerando que la máquina es un generador y despreciando la amortiguación y las pérdidas rotacionales, el torque acelerante T_a está dado por:

$$T_a = T_m - T_e \quad [N \cdot m] \quad (4.2.2)$$

donde T_m = torque mecánico

T_e = torque eléctrico en el entrehierro

Esta ecuación establece una útil convención de signo, a saber, un T_m positivo acelera el eje, mientras que un T_e positivo es un torque desacele

rante. Notar que en este caso T_e es un torque retardatriz o de carga, mientras que T_m es un torque de impulsión.

Por otro lado, debe elegirse una referencia angular relativa a un marco de referencia síncrono-rotativo moviéndose a una velocidad angular constante w_k ; de esta forma:

$$\theta = (w_k t + \alpha) + \delta_m \quad [\text{rad}] \quad (4.2.3)$$

donde α es una constante. Esta es necesaria si δ_m es medido desde un eje diferente al marco de referencia angular. δ_m corresponde al ángulo del torque mecánico (ángulo mecánico).

Obteniendo la segunda derivada de la ec. (4.2.3):

$$\ddot{\theta} = \ddot{\delta}_m$$

reemplazando en (4.2.1):

$$J \ddot{\delta}_m = J \dot{w}_m = T_a \quad [\text{N}\cdot\text{m}] \quad (4.2.4)$$

donde J es el momento de inercia en $\text{kg}\cdot\text{m}^2$; δ_m es el ángulo del torque mecánico en radianes, respecto a un marco de referencia rotando a velocidad síncrona; w_m es la velocidad angular en el eje en rad/seg; y T_a es el torque acelerante en newton-metros.

Tomando en cuenta que el producto del torque T con la velocidad angular w equivale a la potencia en el eje P , tenemos de la ec. (4.2.4):

$$J w_m \ddot{\delta}_m = P_a \quad [\text{W}] \quad (4.2.5)$$

Por otro lado: $P_a = P_m - P_e \quad [W] \quad (4.2.6)$

siendo P_m = potencia mecánica en el eje, en watts;

P_e = potencia eléctrica, en watts

Combinando (4.2.5) con (4.2.6) obtenemos:

$$J_w \ddot{\delta}_m = P_m - P_e \quad [W] \quad (4.2.7)$$

La cantidad J_w es llamada constante de inercia y se denota por la letra M . Puede parecer extraño considerar M como una constante puesto que depende de la velocidad angular w que, ciertamente varía durante un transiente. Tratemos de encontrar una explicación a este problema. Se define también con el mismo nombre de constante de inercia a la siguiente relación:

$$H = \frac{E}{G} \quad (4.2.8)$$

donde E = energía almacenada en el rotor

G = capacidad nominal de la máquina

Por tanto, la energía cinética estará dada por:

$$E = GH = \frac{1}{2} J_w w_m^2 \quad (4.2.9)$$

relación que corresponde a una de las leyes de la mecánica de rotación.

De esta forma: $E = GH = \frac{1}{2} J_w w_m^2 = \frac{1}{2} M w_m^2$

de donde: $M = \frac{2GH}{w_m^2} = \frac{2GH}{2\pi f}$

$$M = \frac{GH}{\pi f} \quad [J \cdot s] \quad (4.2.10)$$

De esta última relación observamos que tanto G como H y f no van a variar durante un transiente, de ahí que M sea considerada como constante. En realidad el momento angular M no es estrictamente constante, puesto que la velocidad (y con ello la frecuencia) varía algo durante las oscilaciones que siguen a un disturbio. Sin embargo, hemos de recordar que nos estamos basando en las asunciones básicas descritas en el punto 4.1, donde se menciona que los cambios en la velocidad del rotor son muy pequeños comparados con la velocidad síncrona de la máquina. De esta manera es costumbre considerar M como constante, sin que esto dé lugar a un gran error, y considerarla igual a Jw_m , el valor del momento angular a velocidad normal.

Por consiguiente, la ecuación de movimiento del rotor, llamada ecuación de oscilación, está dada por:

$$M \ddot{\delta}_m = M \dot{w}_m = P_m - P_e \quad [W] \quad (4.2.11)$$

donde M está dada en joules·seg.; δ_m en radianes; w_m en rad/seg.; y P en watts.

Notar que en nuestro análisis hemos despreciado el factor de amortiguación D , de lo contrario tendríamos:

$$M \dot{w}_m + D w_m = P_m - P_e$$

Sin embargo, el error que se comete al despreciar este término no afecta grandemente el análisis de estabilidad transiente que se pretende realizar.

Relacionando el funcionamiento inercial de la máquina a la red, sería

más útil escribir la ec.(4.2.11) en términos de un ángulo eléctrico que pueda ser convenientemente relacionado a la posición del rotor. Tal ángulo es el ángulo del torque, que es el ángulo entre la FMM del campo y la FMM resultante en el entrehierro, ambos rotando a velocidad síncrona. También puede ser considerado como el ángulo eléctrico entre la FEM generada y los fasores de voltaje resultantes en el estator.

El ángulo del torque δ , que es el mismo que el ángulo eléctrico δ_e , es relacionado con el ángulo mecánico del rotor (medido desde un marco de referencia rotando a velocidad síncrona) por:

$$\delta = \delta_e = (p/2)\delta_m \quad (4.2.12)$$

donde p es el número de polos de la máquina. También suele escribirse $\delta_e = p\delta_m$, pero en este caso p corresponde al número de pares de polos. Tendremos entonces que la ecuación (4.2.11) se transforma a:

$$(2M/p)\ddot{\delta} = (2M/p)\dot{w} = Pa [W] \quad (4.2.13)$$

Esta ecuación relaciona la potencia acelerante Pa con el ángulo eléctrico y la velocidad angular w del campo magnético giratorio.

En la mayoría de los problemas de interés habrá un largo número de ecuaciones como la ec.(4.2.13), una para el eje de cada máquina. En tales casos es conveniente normalizar las ecuaciones de potencia dividiendo todas las ecuaciones por una cantidad común de voltamperios base S_B . Por tanto (4.2.1) se convierte en una ecuación dada en por unidad (p.u.) de la siguiente forma:

$$(2M/pS_B)\ddot{\delta} = (2M/pS_B)\dot{w} = Pa/S_B = P_{au} \quad (4.2.14)$$

donde M, p, δ, w , tienen las mismas unidades indicadas anteriormente, pero P_a se encuentra en por unidad.

En su forma más conocida, la ecuación de oscilación se expresa como sigue:

$$T_a = \left(\frac{2H}{w_R} \right) \dot{w} \quad \text{p.u.} \quad (4.2.15)$$

donde H está dada en segundos, w_R en radianes/seg. y T_a en p.u.

Notar que w es la velocidad angular del campo magnético giratorio y está relacionada directamente con los voltajes y corrientes de la red. Por esta razón es común dar las unidades de w en rad/seg. eléctricos.

Por otro lado, reconociendo que la velocidad angular w es aproximadamente constante, la potencia acelerante P_a en por unidad es numéricamente casi igual al torque acelerante T_a . Una forma modificada (y aproximada) de la ecuación de oscilación está dada por la siguiente relación:

$$P_a = \left(\frac{2H}{w_R} \right) \dot{w} \quad \text{p.u.} \quad (4.2.16)$$

$$P_m - P_e = \left(\frac{2H}{w_R} \right) \ddot{\delta} = \left(\frac{2H}{w_R} \right) \frac{d^2 \delta}{dt^2}$$

$$\frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{\pi f}{H} (P_m - P_e) \quad (4.2.17)$$

siendo P_m = potencia mecánica en el eje en p.u.

P_e = potencia eléctrica en el entrehierro en p.u.

Podemos establecer un sistema de ecuaciones diferenciales a partir de

la ecuación de oscilación:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{dw}{dt} = \frac{II f_R}{H} (P_m - P_e) \\ \frac{d \delta}{dt} = \frac{d\theta}{dt} - w_R = w - 2II f_R \end{array} \right. \quad (4.2.18)$$

donde θ es el ángulo mecánico del eje en radianes, con respecto a una referencia fija.

Resolviendo el sistema (4.2.18) podemos obtener las variaciones de la posición angular del rotor en función del tiempo para unas condiciones iniciales especificadas.

4.3 Integración numérica de ecuaciones diferenciales ordinarias. Método de Runge-Kutta de cuarto orden

Se ha establecido previamente que el comportamiento de las diferentes máquinas que conforman un sistema de potencia está regido por un sistema de ecuaciones diferenciales.

Vamos a considerar ahora una cierta técnica de solución de un sistema general de ecuaciones diferenciales, a fin de aplicarla posteriormente al estudio de estabilidad transiente de un sistema de potencia.

Un Método de Runge-Kutta es aquel que emplea una fórmula de recurrencia de la forma:

$$y_{i+1} = y_i + a_1 k_1 + a_2 k_2 + a_3 k_3 + \dots + a_n k_n \quad (4.3.1)$$

para calcular valores sucesivos de la variable dependiente y de la ecuación diferencial

$$\frac{dy}{dx} = y' = f(x, y) \quad (4.3.2)$$

en donde

$$k_1 = (\Delta x) f(x_i, y_i)$$

$$k_2 = (\Delta x) f(x_i + p_1 \Delta x, y_i + q_{11} k_1)$$

$$k_3 = (\Delta x) f(x_i + p_2 \Delta x, y_i + q_{21} k_1 + q_{22} k_2) \quad (4.3.3)$$

...

$$k_n = (\Delta x) f(x_i + p_{n-1} \Delta x, y_i + q_{n-1,1} k_1 + q_{n-1,2} k_2 + \dots + q_{n-1,n-1} k_{n-1})$$

Las variables a, p, q , deben adoptar valores tales que la ec.(4.3.1) suministre con precisión valores sucesivos de y . Como se mostrará posteriormente, estos valores se determinan haciendo la ec. (4.3.1) equivalente a cierto número especificado de términos de un desarrollo en serie de Taylor de y con respecto a x_i .

Los métodos de Runge-Kutta empiezan por sí mismos y teóricamente es posible desarrollar un método que tenga cualquier grado deseado de precisión. Poseen ciertas ventajas y desventajas que se deben balancear al considerar su adaptabilidad a una aplicación particular. La ventaja principal de los métodos de Runge-Kutta es que empiezan por sí mismos y resultan fáciles de programar. Una desventaja es el requisito de que la función $f(x, y)$ se debe evaluar para varios valores ligeramente diferentes de x e y en cada paso de la solución (en cada incremento de x en Δx). Esta determinación repetitiva de $f(x, y)$ produce generalmente un método menos eficiente en lo que a tiempo de computación se refiere, que otros métodos de pre

cisión comparable, en que los valores previamente determinados de la variable dependiente se utilizan en pasos sucesivos. Otra desventaja es que resulta más difícil estimar el error en cada paso para las soluciones de orden superior de Runge-Kutta que para las soluciones obtenidas por otros procedimientos utilizados comúnmente.

Antes de ilustrar el procedimiento general para desarrollar un método de Runge-Kutta, revisemos 1) la definición de un diferencial total y 2) el desarrollo de una función de 2 variables en serie de Taylor, ya que ambos se utilizarán en el desarrollo.

1. Si $y' = f(x, y)$, la diferencial total dy' es:

$$dy' = \frac{\partial f}{\partial x} dx + \frac{\partial f}{\partial y} dy$$

Dividiendo entre dx obtenemos:

$$\frac{dy'}{dx} = \frac{\partial f}{\partial x} + \frac{\partial f}{\partial y} \frac{dy}{dx} \quad (4.3.4)$$

Diferenciando nuevamente con respecto a x se obtiene:

$$\frac{d^2 y'}{dx^2} = \frac{\partial \left(\frac{\partial f}{\partial x} + \frac{\partial f}{\partial y} \frac{dy}{dx} \right)}{\partial x} + \frac{\partial \left(\frac{\partial f}{\partial x} + \frac{\partial f}{\partial y} \frac{dy}{dx} \right)}{\partial y} \left(\frac{dy}{dx} \right) \quad (4.3.5)$$

En forma similar se pueden obtener derivadas de mayor orden de y' .

2. Considérese alguna función general de 2 variables tal como $z=f(x, y)$.

Una función de este tipo se puede desarrollar respecto a un punto

x_i, y_i , en una serie de Taylor para funciones de 2 variables, en la

forma siguiente:

$$\begin{aligned}
 z(x_i+h, y_i+j) = & f(x_i, y_i) + h \left[\frac{\partial f}{\partial x}(x_i, y_i) \right] + j \left[\frac{\partial f}{\partial y}(x_i, y_i) \right] \\
 & + \frac{1}{2!} \left\{ h^2 \left[\frac{\partial^2 f}{\partial x^2}(x_i, y_i) \right] + 2hj \left[\frac{\partial^2 f}{\partial x \partial y}(x_i, y_i) \right] \right. \\
 & \left. + j^2 \left[\frac{\partial^2 f}{\partial y^2}(x_i, y_i) \right] \right\} + \dots \quad (4.3.6)
 \end{aligned}$$

en donde h y j son, respectivamente, incrementos de x y y .

Podemos ahora proceder al desarrollo de un método de Runge-Kutta de segundo orden ($n=2$ en la ec. 5.3.1). La ec. (4.4.1) queda:

$$y_{i+1} = y_i + a_1 k_1 + a_2 k_2 \quad (4.3.7)$$

en donde

$$\left. \begin{aligned}
 k_1 &= (\Delta x) f(x_i, y_i) \\
 k_2 &= (\Delta x) f(x_i, p_1 \Delta x, y_i + q_{11} k_1)
 \end{aligned} \right\} \quad (4.3.8)$$

Nuestro problema consiste en determinar valores para a_1, a_2, p_1 , y q_{11} , de manera que la ec. (4.3.7) suministre un valor preciso de y_{i+1} . Una interpretación gráfica de las funciones k se ilustra en la figura

4.3.1

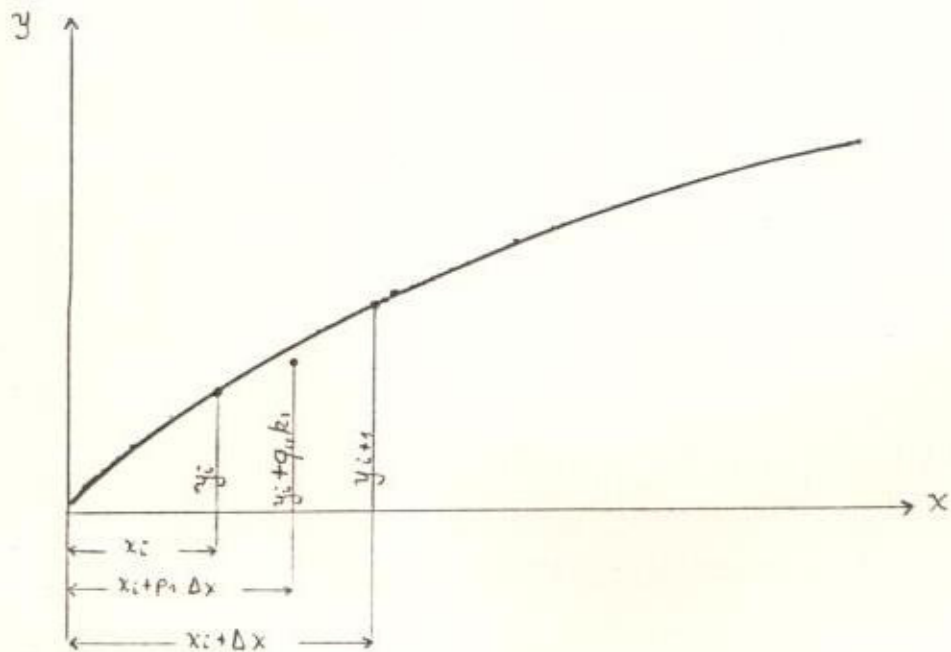
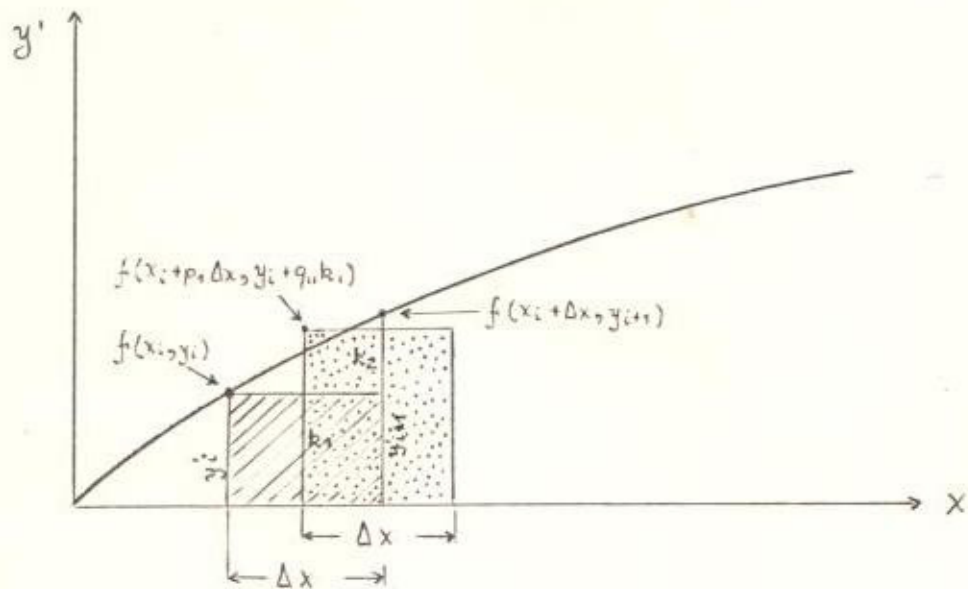


Fig.4.3.1 - Interpretación gráfica de las funciones k

El área sombreada con trazos representa k_1 y el área sombreada con puntos, k_2 . (Existirán áreas rectangulares similares para cada función k de la ec.(4.3.1) en ecuaciones de Runge-Kutta de mayor orden). Para el método de segundo orden que se está considerando, la ec. (4.3.1) se pue

de escribir en la siguiente forma:

$$y_{i+1} = y_i + a_1 \text{ (área sombreada en trazos)} + a_2 \text{ (área sombreada con puntos)}$$

Debe ser evidente que el tamaño del área sombreada que representa k_2 depende de los valores determinados para p_1 y q_{11} .

Determinaremos valores para a_1 , a_2 , p_1 y q_{11} haciendo la relación (4.3.7) equivalente a un desarrollo en serie truncada de Taylor de y con respecto a x_i . Como primer paso, desarrollaremos y_{i+1} con respecto a x_i . Obtenemos:

$$y_{i+1} = y_i + (\Delta x) y_i' + \frac{(\Delta x)^2}{2!} y_i'' + \dots \quad (4.3.9)$$

Recordando que la ecuación diferencial dada es $y' = f(x, y)$, tenemos:

$$y_i' = f(x_i, y_i) \quad (4.3.10)$$

De la ec. (5.3.4) se puede ver que:

$$y_i'' = \frac{\partial f}{\partial x}(x_i, y_i) + \left[\frac{\partial f}{\partial y}(x_i, y_i) \right] \left[f(x_i, y_i) \right] \quad (4.3.11)$$

Sustituyendo las ecs. (4.3.10) y (4.3.11) en la ec. (4.3.9) obtenemos el desarrollo en la forma siguiente:

$$y_{i+1} = y_i + (\Delta x) f(x_i, y_i) + \frac{(\Delta x)^2}{2!} \left\{ \frac{\partial f}{\partial x}(x_i, y_i) + \left[\frac{\partial f}{\partial y}(x_i, y_i) \right] \left[f(x_i, y_i) \right] \right\} + \frac{(\Delta x)^3}{3!} \dots + \quad (4.3.12)$$

Observando las ecs. (4.3.7), (4.3.8) y (4.3.12), vemos que k_2 se debe

expresar en función de $f(x_i, y_i)$, $\frac{\partial f}{\partial x}(x_i, y_i)$, y $\frac{\partial f}{\partial y}(x_i, y_i)$ si las ecs. (4.3.7) y (4.3.12) van a contener términos similares. Esto se puede lograr desarrollando k_2 en una serie de Taylor para funciones de 2 variables con respecto a x_i, y_i . Utilizando los 3 primeros términos de la ec. (4.3.4) y observando que $h=p_1 \Delta x$ y $j=q_{11} k_1$ (ver ec. 4.3.8), obtenemos:

$$k_2 = \Delta x \left\{ f(x_i, y_i) + p_1 \Delta x \left[\frac{\partial f}{\partial x}(x_i, y_i) \right] + q_{11} k_1 \left[\frac{\partial f}{\partial y}(x_i, y_i) \right] \right\} \quad (4.3.13)$$

Sustituyendo la primera de las ecs. (4.3.8) y la ec. (4.3.13) en el ec. (4.3.7), obtenemos:

$$y_{i+1} = y_i + a_1 (\Delta x) f(x_i, y_i) + a_2 (\Delta x) \left\{ f(x_i, y_i) + p_1 \Delta x \left[\frac{\partial f}{\partial x}(x_i, y_i) \right] + q_{11} k_1 \left[\frac{\partial f}{\partial y}(x_i, y_i) \right] \right\} \quad (4.3.14)$$

Iguando los coeficientes de términos semejantes de las ecs. (4.3.12) y (4.3.14), obtenemos las 3 ecuaciones independientes siguientes:

$$\begin{aligned} a_1 + a_2 &= 1 \\ a_2 p_1 &= \frac{1}{2} \\ a_2 q_{11} &= \frac{1}{2} \end{aligned} \quad (4.3.15)$$

que contienen 4 incógnitas. Asignando arbitrariamente un valor a una de las incógnitas y resolviendo el sistema para determinar las otras 3, podemos obtener tantos conjuntos diferentes de valores y a la vez, tantos conjuntos diferentes de ecs. (4.3.7) y (4.3.8) como se desee.

Una solución que se obtenga utilizando la ec. (4.3.7) en una integración paso por paso, tendrá un error por truncamiento en cada paso del orden de $(\Delta x)^3$, ya que en este desarrollo se despreciaron los términos que contienen $(\Delta x)^3$ y potencias de mayor orden de Δx . Entonces, éste se conoce como un método de Runge-Kutta de segundo orden.

Si se define un método particular de segundo orden haciendo $a_1 = \frac{1}{2}$ en la ec. (4.3.15), se tendrá:

$$a_2 = \frac{1}{2}$$

$$p_1 = 1$$

$$q_{11} = 1$$

Las ecs. (4.3.7) y (4.3.8) dan entonces:

$$y_{i+1} = y_i + \frac{1}{2} (k_1 + k_2) \quad (a)$$

en donde

$$k_1 = (\Delta x) f(x_i, y_i)$$

$$k_2 = (\Delta x) f(x_i + \Delta x, y_i + k_1) \quad (b)$$

Combinando (a) con (b) obtenemos:

$$y_{i+1} = y_i + \frac{1}{2} \left\{ (\Delta x) f(x_i, y_i) + (\Delta x) f \left[x_i + \Delta x, y_i + (\Delta x) f(x_i, y_i) \right] \right\} \quad (4.3.17)$$

Este resultado lo podemos interpretar gráficamente.

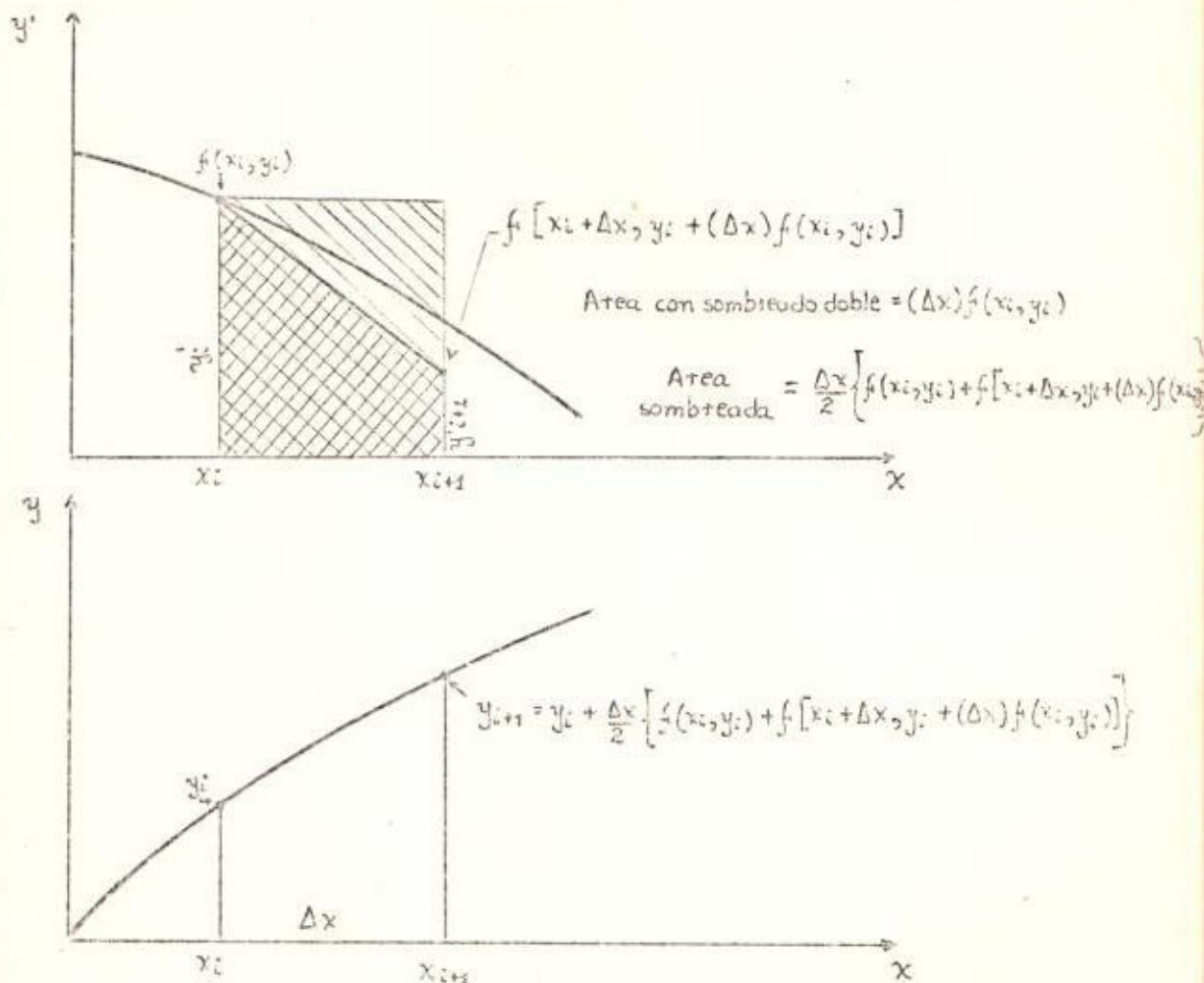


Fig. 4.3.2 - Representación gráfica de un método de Runge-Kutta de segundo orden

Puesto que el desarrollo de los métodos de Runge-Kutta aumenta rápidamente en complejidad al aumentar la precisión, y como el procedimiento general ha sido demostrado por un método de segundo orden, no vamos a desarrollar los métodos de mayor orden, y en particular el de cuarto orden, que es el que nos interesa. Por ejemplo, para desarrollar un método de tercer orden, se deben conservar todos los términos de la serie de Taylor que con

tienen $(\Delta x)^3$; al desarrollar un método de cuarto orden, se deben conservar todos los términos que contienen $(\Delta x)^4$ y así sucesivamente.

Refiriéndonos particularmente al método de cuarto orden, éste resulta de hacer $n=4$ en la ec. (4.3.1), igualar términos hasta los que contienen $(\Delta x)^4$ y seleccionar un conjunto particular de 2 parámetros arbitrarios, se expresa en la forma siguiente:

$$y_{i+1} = y_i + 1/6 (k_1 + 2k_2 + 2k_3 + k_4) \quad (4.3.18)$$

en donde:

$$\left. \begin{aligned} k_1 &= (\Delta x) f(x_i, y_i) \\ k_2 &= (\Delta x) f\left(x_i + \frac{\Delta x}{2}, y_i + \frac{k_1}{2}\right) \\ k_3 &= (\Delta x) f\left(x_i + \frac{\Delta x}{2}, y_i + \frac{k_2}{2}\right) \\ k_4 &= (\Delta x) f(x_i + \Delta x, y_i + k_3) \end{aligned} \right\} \quad (4.3.19)$$

En este método el error por paso es el orden de $(\Delta x)^5$.

Este último método es el que en realidad vamos a utilizar posteriormente como técnica de solución en el estudio de estabilidad transiente. Sin embargo, en este estudio, nos vamos a encontrar con un sistema de ecuaciones diferenciales que describen el comportamiento de las diferentes máquinas que componen el sistema de potencia, de ahí que es necesario extender el análisis previo a un conjunto de ecuaciones diferenciales.

4.4 Solución de ecuaciones diferenciales ordinarias simultáneas por métodos de Runge-Kutta

Con frecuencia es necesario resolver conjuntos de ecuaciones diferentes

ciales simultáneas de primer orden al analizar problemas de ingeniería. Esas ecuaciones ocurren con mayor frecuencia al obtener la solución de ecuaciones diferenciales de orden mayor, que se transforman en conjuntos de ecuaciones diferenciales de primer orden como parte del proceso de solución. Los métodos de Runge-Kutta se prestan muy bien a la solución de esas ecuaciones. En particular, para nuestro estudio de estabilidad transiente, nos vamos a encontrar con sistemas de ecuaciones diferenciales de segundo orden, cuya solución se la obtendrá empleando el método de Runge-Kutta de cuarto orden.

Consideremos primeramente la solución de 2 ecuaciones diferenciales de primer orden de la forma:

$$\begin{aligned} \frac{dy}{dx} &= f [x, y(x), u(x)] \\ \frac{du}{dx} &= F [x, y(x), u(x)] \end{aligned} \quad (4.4.1)$$

en donde los valores iniciales ($y=y_0$, $u=u_0$, cuando $x=x_0$) son datos. Utilizando el método de cuarto orden descrito en la sección anterior (ecs. 4.3.18 y 4.3.19), se usarían los siguientes conjuntos de soluciones:

$$y_{i+1} = y_i + 1/6 (k_1 + 2k_2 + 2k_3 + k_4) \quad (4.4.2)$$

en donde:

$$\left. \begin{aligned} k_1 &= (\Delta x) f(x_i, y_i, u_i) \\ k_2 &= (\Delta x) f(x_i + \frac{\Delta x}{2}, y_i + \frac{k_1}{2}, u_i + \frac{q_1}{2}) \\ k_3 &= (\Delta x) f(x_i + \frac{\Delta x}{2}, y_i + \frac{k_2}{2}, u_i + \frac{q_2}{2}) \\ k_4 &= (\Delta x) f(x_i + \Delta x, y_i + k_3, u_i + q_3) \end{aligned} \right\} \quad (4.4.3)$$

$$y \quad u_{i+1} = u_i + 1/6(q_1 + 2q_2 + 2q_3 + q_4) \quad (4.4.4)$$

en donde

$$\left. \begin{aligned} q_1 &= (\Delta x) F(x_i, y_i, u_i) \\ q_2 &= (\Delta x) F\left(x_i + \frac{\Delta x}{2}, y_i + \frac{k_1}{2}, u_i + \frac{q_1}{2}\right) \\ q_3 &= (\Delta x) F\left(x_i + \frac{\Delta x}{2}, y_i + \frac{k_2}{2}, u_i + \frac{q_2}{2}\right) \\ q_4 &= (\Delta x) F(x_i + \Delta x, y_i + k_3, u_i + q_3) \end{aligned} \right\} \quad (4.4.5)$$

La solución empieza sustituyendo los valores iniciales de y y u , que se conocen, en las ecuaciones diferenciales dadas para obtener valores iniciales de las funciones f y F . Después se obtienen valores de k_1 y q_1 , multiplicando los valores iniciales de f y F , respectivamente, por Δx como se indica en las ec.s (4.4.3) y (4.4.5). Conocidos los valores de k_1 y q_1 se valúan k_2 y q_2 , después k_3 y q_3 , y finalmente k_4 y q_4 . Luego se aplican las fórmulas de recurrencia (ecs. 4.4.2 y 4.4.3) para obtener valores de y y u para $x = x_i + \Delta x$ (y_{i+1}, u_{i+1}). Estos nuevos valores de y y u se usan entonces como valores iniciales para empezar nuevamente el proceso que se acaba de describir y obtener valores de y_{i+2} y u_{i+2} para $x = x_i + 2\Delta x$, y así sucesivamente hasta que cubra el rango de integración deseado.

Usando un conjunto de ecuaciones como el mostrado, para cada variable dependiente que aparece en el conjunto de ecuaciones diferenciales simultáneas, se puede resolver cualquier número de ecuaciones diferenciales de primer orden.

Tal como se mencionó en párrafos anteriores, en nuestro análisis de

estabilidad transiente emplearemos sistemas de ecuaciones diferenciales de segundo orden. Analicemos una ecuación diferencial de este tipo y apliquemos el método de Runge-Kutta de cuarto orden para obtener su solución.

Considérese la ecuación diferencial de segundo orden:

$$\frac{d^2x}{dt^2} = f\left(t, x, \frac{dx}{dt}\right) \quad (4.4.6)$$

Haciendo $v = dx/dt$, la ec (4.4.6) se puede transformar en 2 ecuaciones diferenciales de primer orden:

$$\left. \begin{aligned} \frac{dv}{dt} &= f(t, x, v) \\ \frac{dx}{dt} &= v \end{aligned} \right\} \quad (4.4.7)$$

Con referencia a las ecs. (4.4.2) y (4.4.5) se pueden utilizar las 2 fórmulas siguientes de cuarto orden de Runge-Kutta, para resolver la ec.

(4.4.7)

$$v_{i+1} = v_i + 1/6(k_1 + 2k_2 + 2k_3 + k_4) \quad (4.4.8)$$

en donde:

$$\left. \begin{aligned} k_1 &= (\Delta t) f(t_i, x_i, v_i) \\ k_2 &= (\Delta t) f\left(t_i + \frac{\Delta t}{2}, x_i + \frac{q_1}{2}, v_i + \frac{k_1}{2}\right) \\ k_3 &= (\Delta t) f\left(t_i + \frac{\Delta t}{2}, x_i + \frac{q_2}{2}, v_i + \frac{k_2}{2}\right) \\ k_4 &= (\Delta t) f\left(t_i + \Delta t, x_i + q_3, v_i + k_3\right) \end{aligned} \right\} \quad (4.4.9)$$

y

$$x_{i+1} = x_i + 1/6(q_1 + 2q_2 + 2q_3 + q_4) \quad (4.4.10)$$

en donde:

$$\left. \begin{aligned} q_1 &= (\Delta t) F(v_i) && = (\Delta t) (v_i) \\ q_2 &= (\Delta t) F(v_i + \frac{k_1}{2}) && = (\Delta t) (v_i + \frac{k_1}{2}) \\ q_3 &= (\Delta t) F(v_i + \frac{k_2}{2}) && = (\Delta t) (v_i + \frac{k_2}{2}) \\ q_4 &= (\Delta t) F(v_i + k_3) && = (\Delta t) (v_i + k_3) \end{aligned} \right\} \quad (4.4.11)$$

De esta forma, se ha tratado de analizar la técnica de solución para sistemas de ecuaciones diferenciales, que la vamos a aplicar posteriormente al estudio de estabilidad transiente de un sistema de potencia.

MODELO DE UN SISTEMA DE N-MAQUINAS

5.1 Asunciones Básicas

Las mismas asunciones tomadas para un sistema de una máquina conectada a una barra infinita son consideradas por lo general, para un sistema de múltiples máquinas. Estas asunciones son:

1. Potencia mecánica de entrada constante
2. Amortiguamiento o potencia asíncrona despreciable.
3. Es válido el modelo utilizado de una máquina síncrona con un voltaje constante detrás de la reactancia transiente (nos referimos a la magnitud del voltaje)
4. El ángulo mecánico del rotor de una máquina coincide con el ángulo del voltaje detrás de la reactancia transiente.
5. Las cargas con representadas como impedancias pasivas que permanecerán constantes durante el análisis.

Este modelo es útil para el análisis de estabilidad, pero es limitado al estudio de transientes para solamente la "primera oscilación" o para períodos del orden de 1 segundo.

La asunción 2 es considerada asumiendo una característica lineal de amortiguamiento. Un torque (o potencia) de amortiguamiento D_w es frecuentemente añadido al torque (o potencia) de inercia en la ecuación de oscilación. El coeficiente de amortiguamiento incluye los diferentes componentes de torque de amortiguamiento, tanto mecánicos como eléctricos. Los

valores de este coeficiente usualmente utilizados en el estudio de estabilidad están comprendidos en el rango de 1-3 pu. Este representa el amortiguamiento de las turbinas, amortiguamiento del generador eléctrico, y los efectos de amortiguamiento de cargas eléctricas. Sin embargo, los coeficientes de amortiguamiento mayores, sobre los 25 pu., se consideran debidos exclusivamente al amortiguamiento del generador.

La asunción 5 es considerada por conveniencia en muchos estudios de estabilidad. Las cargas tienen su propio comportamiento dinámico, que no es precisamente conocido, y varía de impedancia constante a MVA constante. Desde un punto de vista más realista, la representación de cargas como impedancias constantes no es adecuada. Esto es importante considerar, puesto que esta representación puede tener un efecto considerable en los resultados de estabilidad. Un análisis más detallado al respecto se dará en el siguiente punto de discusión.

5.2 Desventajas del modelo clásico

La estabilidad de un sistema de potencia depende de las características de todos los componentes del sistema. Esto incluye las características de respuesta del equipo de control sobre los turbogeneradores, las características dinámicas de las cargas, el equipo suplementario de control y el tipo y montaje del equipo de protección utilizado.

Por otro lado, la respuesta dinámica de las máquinas a cualquier disturbio en el sistema es oscilatoria. En el pasado, el tamaño de los sistemas de potencia era tal que el período de estas oscilaciones no era mayor que 1 segundo. Además, el sistema de control de excitación era rela

tivamente simple. De esta manera el modelo clásico era adecuado. Actualmente, nos encontramos con largos sistemas interconectados que poseen grandes inercias, de tal forma que al producirse un transiente en el sistema debemos considerar largos períodos de oscilaciones. Además, debemos tomar en cuenta que los sistemas de control de los generadores, particularmente los modernos sistemas de excitación, son extremadamente rápidos. Por esta razón, es cuestionable si los efectos del equipo de control pueden ser despreciados durante estos largos períodos. Es de notar que se han registrado transientes causados por grandes disturbios, que han provocado la pérdida del sincronismo después de que el sistema ha soportado algunas oscilaciones.

Otro aspecto que se debe considerar es el problema de la inestabilidad dinámica. Esta se produce principalmente debido a crecientes oscilaciones en las líneas de interconexión de subestaciones o de sistemas.

Ante esta situación es importante garantizar un mayor grado de seguridad del sistema de potencia reexaminando las asunciones hechas para el estudio de estabilidad.

1. La estabilidad transiente es decidida en la primera oscilación. Un sistema largo con muchas máquinas tendrá numerosas frecuencias naturales de oscilación. Las capacidades de la mayoría de las líneas de interconexión son comparativamente pequeñas, resultando de esta manera que algunas de estas frecuencias sean bajas (períodos de 5-6 seg. son comunes). Es posible que la peor oscilación ocurra en un instante cuando los picos de estos nodos coincida. Por esta razón es neces

- rio en muchos casos ampliar el estudio del transiente a períodos mayores que 1 segundo.
2. El enlace de flujo principal del arrollamiento de campo del generador es considerado constante.- Esta asunción está supeditada a 2 aspectos: el mayor período que debe ser considerado ahora y la velocidad de los modernos reguladores de voltaje. Este mayor período, que puede ser comparable con la constante de tiempo del arrollamiento de campo, significa que el cambio en el flujo principal del campo puede ser apreciable y debe ser tomado en cuenta para realizar una correcta representación de los voltajes del sistema. Además, la respuesta del regulador de voltaje podría tener un efecto significativo en el flujo del campo. Concluimos de esta discusión que el considerar constante el voltaje detrás de la reactancia síncrona podría ser muy inexacto.
 3. Potencia de amortiguamiento despreciable.- Es importante considerar el factor de amortiguamiento para los diversos componentes del sistema a fin de obtener un modelo correcto que pueda predecir con mayor exactitud su funcionamiento dinámico, especialmente en estudios de pérdida de generación.
 4. Potencia mecánica constante.- Si estamos interesados en períodos de algunos segundos, no es realista asumir que la potencia mecánica se mantendrá invariable. Las características del gobernador de la turbina y quizás las características de la caldera deberán ser incluidas en el análisis.
 5. Representación de cargas por una impedancia pasiva constante.- Ilustremos cualitativamente los efectos de tal representación. Consideremos

una barra con un voltaje V a la cual se conecta una carga $P_L + j Q_L$.

Representemos la carga por la admitancia estática

$$G_L = P_L / V^2 \quad \text{y} \quad B_L = Q_L / V^2$$

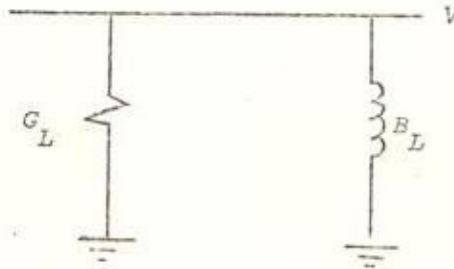


Fig.5.2.1 - Carga representada por una admitancia pasiva.

Durante un transiente la magnitud del voltaje V y la frecuencia cambiarán. En el modelo utilizado el cambio en el voltaje es reflejado en la potencia de la carga, mientras que el cambio en la frecuencia de la barra no es reflejado del todo en la potencia de la carga. En otras palabras, este modelo asume $P_L \propto V^2$, $Q_L \propto V^2$ y ambos, P_L y Q_L , independientes de la frecuencia. Esta asunción nos conduce a menudo a resultados pesimistas.

Para una mejor comprensión del problema, asumamos que el transiente

se ha iniciado debido a una falla en la red de transmisión. Inicialmente, una falla causa una reducción de la potencia de salida de la mayoría de los generadores síncronos. Se presenta cierto exceso de generación causando que las máquinas se aceleren y la frecuencia tenderá a aumentar. Al mismo tiempo, una falla en la red de transmisión usualmente causa una reducción de los voltajes de la barra cercana a la localización de la falla. En el modelo de impedancia pasiva, la potencia de la carga disminuye considerablemente (puesto que $P_L \propto V^2$), y el aumento en la frecuencia no causa un aumento en la potencia de la carga.

En sistemas reales la disminución de la potencia no es probablemente proporcional a V^2 , pero es bastante menor que esto. Un aumento en la frecuencia del sistema provocará un aumento en la potencia de la carga. De esta manera el modelo usado nos da una potencia en la carga menor que la esperada durante la falla y mayor que la normal una vez despejada la falla.

Concluimos que el modelo clásico es inadecuado para representar un sistema cuya estabilidad se va a estudiar considerando períodos mayores que 1 segundo. Se justifica solamente el análisis durante la primera oscilación, puesto que ésta es mayormente una respuesta inercial a un torque de aceleración dado.

5.3 Descripción del sistema

Consideremos el sistema n -máquinas representado en la figura 5.3.1 .

El nodo 0 es el nodo de referencia (neutro). Los nodos $1, 2, \dots, n$ son las barras internas de los generadores o las barras a las cuales se apli

can los voltajes detrás de la reactancia transiente de los generadores. Los diferentes nodos del sistema son conectados por impedancias pasivas las cuales conectan los nodos a la referencia en las barras de carga.

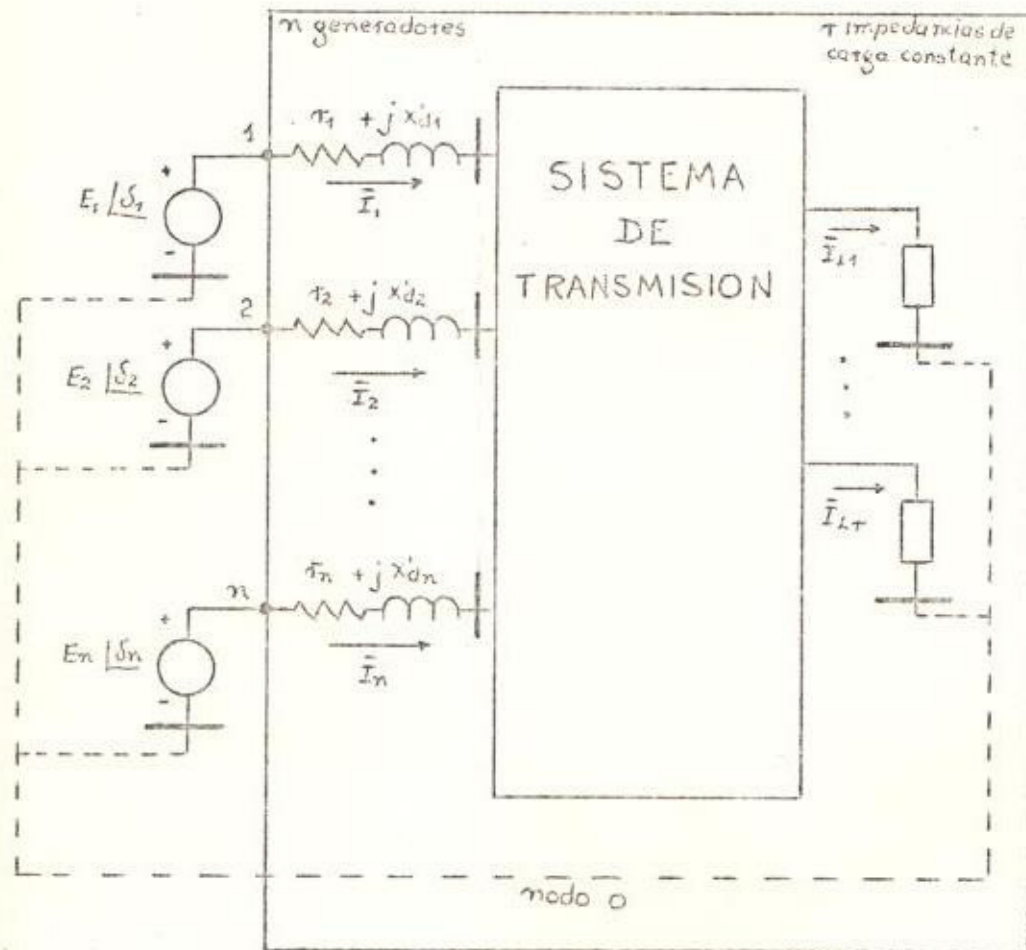


Fig. 5.3.1 - Representación de un sistema de múltiples máquinas (modelo clásico)

La matriz admitancia de la red de n puertas, mirando hacia dentro de la red desde los terminales de los generadores, es definida por:

$$\bar{I} = \bar{Y} \cdot \bar{E} \quad (5.3.1)$$

tal como indicáramos en la sección 3.2. En la ec. (5.3.1), \bar{Y} tiene como elementos de su diagonal \bar{Y}_{ii} y fuera de su diagonal \bar{Y}_{ij} .

Por definición:

$$\begin{aligned} \bar{Y}_{ii} &= Y_{ii} \left| \theta_{ii} \right. = \text{admitancia propia del nodo } i \\ &= G_{ii} + j B_{ii} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \bar{Y}_{ij} &= Y_{ij} \left| \theta_{ij} \right. = \text{admitancia mutua (o admitancia de} \\ &\quad \text{transferencia) entre nodos } i \text{ y } j. \\ &= G_{ij} + j B_{ij} \end{aligned}$$

Notar que todos los nodos, excepto los nodos internos de los generadores, presentan una inyección de corriente igual a cero, es decir, la corriente neta que llega a dichos nodos es cero. De esta manera podemos eliminar todos los nodos excepto los nodos internos de los generadores y así obtener una nueva matriz admitancia para la red reducida.

Trabajando en forma matricial:

$$[I] = [Y][V] \quad (5.3.2)$$

$$\begin{array}{c}
 \begin{array}{c} I_1 \\ I_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ I_n \end{array} \left[\begin{array}{ccc|ccc} Y_{11} & Y_{12} & \dots & Y_{1n} & Y_{1-L1} & Y_{1-L2} & \dots & Y_{1-Lr} \\ Y_{21} & Y_{22} & \dots & Y_{2n} & Y_{2-L1} & Y_{2-L2} & \dots & Y_{2-Lr} \\ \cdot & \cdot & & & & & & \cdot \\ \cdot & \cdot & & & & & & \cdot \\ \cdot & \cdot & & & & & & \cdot \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \dots & Y_{nn} & Y_{n-L1} & Y_{n-L2} & \dots & Y_{n-Lr} \end{array} \right] \begin{array}{c} V_1 \\ V_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ V_n \end{array} \\
 \hline
 \begin{array}{c} I_{L1} \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ I_{Lr} \end{array} \left[\begin{array}{ccc|ccc} Y_{L1-1} & Y_{L1-2} & \dots & Y_{L1-n} & Y_{L1-L1} & Y_{L1-L2} & \dots & Y_{L1-Lr} \\ \cdot & \cdot & & & & & & \cdot \\ \cdot & \cdot & & & & & & \cdot \\ \cdot & \cdot & & & & & & \cdot \\ Y_{Lr-1} & Y_{Lr-2} & \dots & Y_{Lr-n} & Y_{Lr-L1} & Y_{Lr-L2} & \dots & Y_{Lr-Lr} \end{array} \right] \begin{array}{c} V_{L1} \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ V_r \end{array}
 \end{array} \tag{5.3.3}$$

Puesto que $I_{L1} = I_{L2} = \dots = I_{Lr} = 0$ podemos reducir el sistema matricial empleando la reducción de Kron. De esta manera:

$$\begin{array}{c}
 \begin{array}{c} I_n \\ 0 \end{array} \left[\begin{array}{cc|cc} Y_{nn} & Y_{nr} \\ \hline Y_{rn} & Y_{rr} \end{array} \right] \begin{array}{c} V_n \\ V_r \end{array}
 \end{array} \tag{5.3.4}$$

Notar que los subíndices n son utilizados para representar

los nodos internos de los generadores y los subíndices r se emplean para representar los nodos restantes. Observemos por otro lado que $[V_n]$ tiene dimensión $(n \times 1)$ y $[V_r]$ tiene dimensión $(r \times 1)$.

Expandiendo el sistema (5.3.4):

$$I_n = Y_{nn} \cdot V_n + Y_{nr} \cdot V_r \quad (5.3.5)$$

$$0 = Y_{rn} \cdot V_n + Y_{rr} \cdot V_r$$

de donde:
$$V_r = -Y_{rr}^{-1} \cdot Y_{rn} \cdot V_n \quad (5.3.6)$$

Reemplazando se obtiene:

$$\begin{aligned} I_n &= Y_{nn} \cdot V_n + Y_{nr} \cdot (-Y_{rr}^{-1} \cdot Y_{rn} \cdot V_n) \\ I_n &= Y_{nn} \cdot V_n - Y_{nr} \cdot Y_{rr}^{-1} \cdot Y_{rn} \cdot V_n \\ I_n &= (Y_{nn} - Y_{nr} \cdot Y_{rr}^{-1} \cdot Y_{rn}) \cdot V_n \end{aligned} \quad (5.3.7)$$

De esta forma la matriz admitancia para la red reducida es:

$$\bar{Y} = \bar{Y}_{nn} - \bar{Y}_{nr} \cdot \bar{Y}_{rr}^{-1} \cdot \bar{Y}_{rn} \quad (5.3.8)$$

Esta matriz tiene dimensiones $(n \times n)$, donde n corresponde al número de generadores del sistema.

Es importante acotar que la reducción realizada de la red es una conveniencia analítica que puede ser usada solamente cuando las cargas son tratadas como impedancias constantes. Si no se consideran las cargas como impedancias constantes, la identidad de las barras de carga debe

ser retenida. Por otro lado, esta reducción puede ser aplicada solamente a aquellos nodos que representan una inyección de corriente neta igual a cero, tal como se consideró en el análisis previo.

5.3.1 Determinación del estado inicial del sistema.

Previo al estudio de estabilidad es necesario conocer las condiciones iniciales del sistema, por tanto es imprescindible realizar un análisis de flujo de carga del mismo. (En el capítulo 3 se analizó este problema detalladamente).

Las cargas son convertidas a impedancias o admitancias equivalentes, tomando para ello los datos necesarios del flujo de carga del sistema. De esta manera si una cierta barra de carga tiene un voltaje \bar{V}_L , potencia activa P_L , potencia reactiva Q_L y corriente \bar{I}_L fluyendo hacia una admitancia de carga $\bar{Y}_L = G_L + jB_L$, entonces:

$$P_L + jQ_L = \bar{V}_L \bar{I}_L^* = \bar{V}_L \left[\bar{V}_L^* (G_L - jB_L) \right] = V_L^2 (G_L - jB_L)$$

por tanto:

$$\bar{Y}_L = \frac{P_L}{V_L^2} - j \frac{Q_L}{V_L^2} \quad (5.3.9)$$

Por otro lado, los valores iniciales de los voltajes internos de los generadores E_1, E_2, \dots, E_n también son determinados de las condiciones pretransientes. Estos voltajes (magnitud y ángulo) pueden ser computados de los voltajes terminales pretransientes $V_{t\alpha}$ determinados en el estudio de flujo de carga.

Consideremos la siguiente representación:

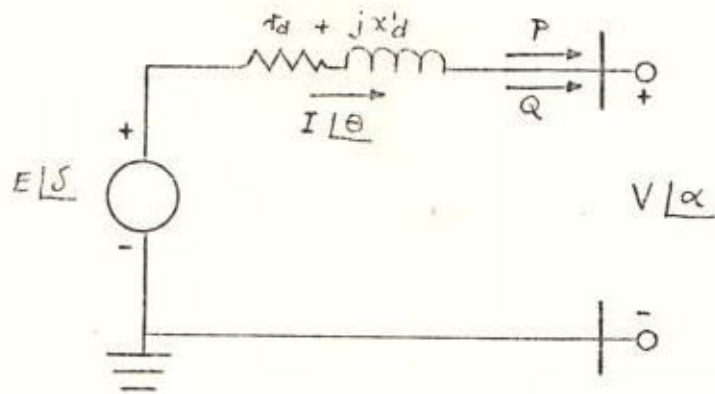


Fig. 5.3.2 - Representación de un generador para determinar $E \angle \delta_0$

Realizando el análisis circuital tendremos:

$$E \angle \delta_0 = V \angle \alpha + \bar{I} (r_d + j x'_d) \quad (5.3.10)$$

en donde:

$$\bar{I} = \frac{P - jQ}{V \angle -\alpha} = \frac{P - jQ}{V_R - jV_I}$$

luego:

$$E \angle \delta_0 = (V_R + j V_I) + \left(\frac{P - jQ}{V_R - j V_I} \right) (r_d + j x'_d) \quad (5.3.11)$$

Multiplicando el segundo término de la izquierda de la ec. (5.3.11) por $(V_R + j V_I) / (V_R + j V_I)$, no alteramos para nada la ecuación

$$E \angle \delta_0 = (V_R + j V_I) + \frac{(Pr_d + jPx'_d - jQr_d + Qx'_d)}{V_R^2 + V_I^2} (V_R + j V_I)$$

Desarrollando esta expresión tenemos:

$$E \angle \delta_0 = V_R + \frac{P \cdot V_R \cdot r_d - P \cdot V_I \cdot x'_d + Q \cdot V_I \cdot r_d + Q \cdot V_R \cdot x'_d}{V_R^2 + V_I^2} +$$

$$+ j \left[V_I + \frac{P \cdot V_I \cdot r_d + P \cdot V_R \cdot x'_d - Q \cdot V_R \cdot r_d + Q \cdot V_I \cdot x'_d}{V_R^2 + V_I^2} \right] \quad (5.3.12)$$

Tenemos entonces:

$$E \angle \delta_0 = E_{RO} + j E_{IO}$$

de donde:

$$|E| = \sqrt{E_{RO}^2 + E_{IO}^2} \quad (5.3.13)$$

$$\delta_0 = \text{tg}^{-1}(E_{IO} / E_{RO})$$

Es importante notar que tanto las cargas equivalentes como las magnitudes E_i , $i=1,2,\dots,n$ son mantenidas constantes durante el transiente que sigue a un disturbio en nuestro estudio de estabilidad.

Por otro lado, debemos determinar la potencia eléctrica de salida de cada máquina (potencia de entrada a la red) como funciones de las posiciones angulares de los rotores de cada una de ellas.

Consideremos las corrientes que fluyen hacia dentro de la red de la fig. 5.3.1. La potencia suministrada a la red por cualquier máquina puede encontrarse de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} \bar{S}_1 &= P_1 + j Q_1 = \bar{E}_1 \bar{I}_1^* \\ \bar{S}_2 &= P_2 + j Q_2 = \bar{E}_2 \bar{I}_2^* \\ &\vdots \\ \bar{S}_n &= P_n + j Q_n = \bar{E}_n \bar{I}_n^* \end{aligned} \quad (5.3.14)$$

Considerando una red lineal, las corrientes suministradas por las diferentes máquinas pueden escribirse como funciones lineales de los voltajes aplicados, así:

$$\left. \begin{aligned} \bar{I}_1 &= \bar{Y}_{11} \bar{E}_1 + \bar{Y}_{12} \bar{E}_2 + \dots + \bar{Y}_{1n} \bar{E}_n = \sum_{j=1}^n \bar{Y}_{1j} \bar{E}_j \\ \bar{I}_2 &= \bar{Y}_{21} \bar{E}_1 + \bar{Y}_{22} \bar{E}_2 + \dots + \bar{Y}_{2n} \bar{E}_n = \sum_{j=1}^n \bar{Y}_{2j} \bar{E}_j \\ &\quad \cdot \\ &\quad \cdot \\ \bar{I}_n &= \bar{Y}_{n1} \bar{E}_1 + \bar{Y}_{n2} \bar{E}_2 + \dots + \bar{Y}_{nn} \bar{E}_n = \sum_{j=1}^n \bar{Y}_{nj} \bar{E}_j \end{aligned} \right\} \quad (5.3.15)$$

Podemos considerar el significado de las admitancias propias y mutuas considerando estas ecuaciones en las cuales se hacen cero todos los voltajes a excepción de uno. Por ejemplo, haciendo cero todos los voltajes excepto E_1 tendremos:

$$\bar{Y}_{11} = \bar{I}_1 / \bar{E}_1; \bar{Y}_{21} = \bar{I}_2 / \bar{E}_1; \dots; \bar{Y}_{n1} = \bar{I}_n / \bar{E}_1$$

Igualmente podemos determinar el resto de las admitancias del sistema. Volviendo a nuestro análisis, tomemos las ecs. (5.3.14) y (5.3.15):

$$\begin{aligned} \bar{S}_1 &= P_{1+j} Q_1 = \bar{E}_1 \bar{I}_1^* \\ &= \bar{E}_1 (\bar{Y}_{11} \bar{E}_1 + \bar{Y}_{12} \bar{E}_2 + \dots + \bar{Y}_{1n} \bar{E}_n)^* \\ &= \bar{E}_1 (\bar{Y}_{11}^* \bar{E}_1 + \bar{Y}_{12}^* \bar{E}_2 + \dots + \bar{Y}_{1n}^* \bar{E}_n) \\ P_{1+j} Q_1 &= E_1^2 Y_{11} \left[\underline{-\theta_{11}} + E_1 E_2 Y_{12} \left[\underline{S_1^- S_2^{-\theta_{12}}} + \dots \right. \right. \\ &\quad \left. \left. + E_1 E_n Y_{1n} \left[\underline{S_1^- S_n^{-\theta_{1n}}} \right. \right. \right. \end{aligned} \quad (5.3.16)$$

Usando la relación:

$$\underline{\phi} = \cos \phi + j \operatorname{sen} \phi$$

podemos obtener la potencia activa que entra a la red en el nodo 1:

$$P_1 = E_1^2 Y_{11} \cos \theta_{11} + E_1 E_2 Y_{12} \cos(\delta_1 - \delta_2 - \theta_{12}) + \dots + E_1 E_n Y_{1n} \cos(\delta_1 - \delta_n - \theta_{1n}) \quad (5.3.17)$$

Si consideramos el nodo i tendremos:

$$P_{e_i} = E_i^2 Y_{ii} \cos \theta_{ii} + E_i E_2 Y_{i2} \cos(\delta_i - \delta_2 - \theta_{i2}) + \dots + E_i E_n Y_{in} \cos(\delta_i - \delta_n - \theta_{in}) \quad (5.3.18)$$

o lo que es lo mismo:

$$P_{e_i} = E_i^2 G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n E_i E_j Y_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \quad (5.3.19)$$

También:

$$P_{e_i} = E_i^2 G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n E_i E_j Y_{ij} \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (5.3.20)$$

$$i = 1, 2, \dots, n$$

Puesto que estamos considerando el estado inicial del sistema, los valores de los ángulos de los rotores de las máquinas δ_i , δ_j y la magnitud de los voltajes internos E_i , E_j , son determinados del estudio de flujo de carga del sistema. Por otro lado, los elementos de la matriz admitancia de barra corresponden a la red reducida del sistema bajo las condiciones

pretransientes.

5.3.2 Modelo del sistema durante la falla

El estudio de estabilidad se lleva a cabo usualmente para diversos tipos de cortocircuito que ocurren en los puntos más vulnerables del sistema cuando éste soporta la máxima carga permisible. Lo usual es considerar una falla monofásica, pero se debe tomar en cuenta también que la estabilidad debe mantenerse aún si se presentare una falla más seria, como una falla bifásica o trifásica. En el análisis que vamos a realizar consideraremos el período transiente debido a una falla trifásica en alguna línea del sistema próxima a una barra y también consideraremos el caso de pérdida de generación, es decir, el transiente producido cuando algún generador del sistema sale momentáneamente fuera de servicio.

Si consideramos el sistema de la fig.5.3.1, obviamente al ocurrir una falla el sistema experimentará una variación en los valores de voltaje y corrientes que fluyen a través de él. La matriz admitancia de barra del sistema será diferente en estas condiciones transientes, y por tanto variará también la matriz admitancia para la red reducida. De esta manera, se consideran nuevos valores para la potencia eléctrica de salida de las máquinas que conforman el sistema. El mismo análisis establecido en la sección 5.3.1 es considerado aquí, salvo que, tanto las admitancias equivalentes a las cargas en cada barra como las magnitudes de los voltajes internos de los generadores $E_i, i=1,2,\dots,n$, son mantenidos constantes durante el transiente.

5.3.3. Determinación del estado final del sistema

Una vez que la falla ha sido despejada, se considera que el sistema "entra" a su estado final. En nuestro estudio de estabilidad, consideraremos 2 condiciones finales:

1. La falla es despejada al quedar fuera de servicio la línea fallada (operan los interruptores de la línea sacándola de servicio).
2. La falla se despeja por sí sola, existiendo reposición del sistema.

En el primer caso, estamos considerando una falla de cierto grado de severidad, de tal manera que los interruptores de la línea deben sacarla fuera de servicio hasta establecer las causas que originaron la falla y poder reestablecer las condiciones normales de operación del sistema. El segundo caso puede darse cuando la falla no es tan grave, de tal forma que el sistema puede reponerse por sí solo. En ambos casos el sistema pasa a un nuevo estado; del estado transiente al estado final. De esta forma la matriz admitancia de barra del sistema experimentará una nueva variación, y por tanto también variará la matriz admitancia de la red reducida. Tal como ocurre al pasar del estado inicial al transiente, tendremos voltajes y corrientes diferentes fluyendo en el sistema y por tanto la potencia de salida de las máquinas será también diferente. Es importante recalcar que se siguen manteniendo las asunciones establecidas en la sección anterior, es decir, se mantienen constantes las admitancias equivalentes a las cargas y la magnitud de los voltajes internos de cada generador.

Una vez que hemos establecido las 3 condiciones por las que atraviesa el sistema, estamos listos a resolver las ecuaciones que identifican el comportamiento del sistema en cada estado del mismo.

5.4 Aplicación de la ecuación de oscilación a un sistema de múltiples máquinas.

En la sección 4.2 obtuvimos la ecuación de oscilación para el caso particular de una máquina acoplada a una barra infinita. Este resultado podemos aplicarlo a un sistema de n -máquinas.

Consideremos la ecuación del movimiento del rotor de una máquina en particular, ec.(4.2.11)

$$M \ddot{\delta}_m = M \dot{\omega}_m = P_m - P_e \quad (5.4.1)$$

donde M está dada en joules-segundo; δ_m en radianes; ω_m en radianes/segundo; y P en vatios. Por otro lado:

$$M = \frac{2GH}{\omega_R} = J \omega_m = \text{constante de inercia} \quad (5.4.2)$$

Trabajando en por unidad tendremos:

$$\frac{2H}{\omega_R} \ddot{\delta} = P_m - P_e \quad \text{p.u.} \quad (5.4.3)$$

donde δ es el ángulo del torque, que es el mismo que el ángulo eléctrico δ_e y está relacionado convenientemente con el ángulo mecánico del rotor, el cual se considera medido desde un marco de referencia rotando a velocidad síncrona.

Consideremos ahora que estamos trabajando con la máquina i en un sistema de potencia dado. Tendremos entonces:

$$\frac{2H_i}{w_R} \dot{\delta}_i = P_{m_i} - P_{e_i} \quad (5.4.4)$$

y además:

$$\frac{d\delta_i}{dt} = w_i - w_R \quad (5.4.5)$$

en donde P_{e_i} lo determinamos previamente en la sección 5.3.1 y está dada

por:

$$P_{e_i} = E_i^2 G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n E_i E_j Y_{ij} \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (5.4.6)$$

$$i=1,2,\dots,n$$

Debe notarse que previo al disturbio ($t=0^-$)

$$P_{m_{i0}} = P_{e_{i0}}$$

es decir, que para las condiciones pretransientes:

$$P_{m_{i0}} = E_i^2 G_{ii0} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n E_i E_j Y_{ij} \cos(\theta_{ij} - \delta_{i0} + \delta_{j0}) \quad (5.4.7)$$

De esta manera hemos establecido el sistema de ecuaciones diferenciales que rigen el funcionamiento de las diversas máquinas del sistema, en función de las posiciones angulares de los rotores de cada una de ellas.

Resumiendo, tenemos:

$$\left\{ \begin{array}{l} \left(\frac{2H_i}{w_R} \right) \frac{dw_i}{dt} = P_{m_i} - \left[E_i^2 G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n E_i E_j Y_{ij} \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \right] \\ \frac{d\delta_i}{dt} = w_i - w_R \quad i=1,2,\dots,n \end{array} \right. \quad (5.4.8)$$

5.5 Solución de la ecuación de oscilación. Método de Runge-Kutta de cuarto orden

Nos encontramos ahora con el problema de resolver el sistema de ecuaciones diferenciales simultáneas descrito por la ec. (5.4.8). Para ello emplearemos como técnica de solución el método de Runge-Kutta de cuarto orden, y obtendremos de esta manera las diversas posiciones angulares de los rotores de cada máquina que conforma el sistema de potencia, como función del tiempo y para cada condición por la que atraviesa el sistema.

En la sección 4.4 analizamos detalladamente esta técnica de solución para un caso general, y lo que haremos ahora será simplemente aplicar esta técnica al sistema de ecuaciones diferenciales que rige el comportamiento del sistema de potencia en estudio.

Consideremos primeramente un sistema pequeño de 2 máquinas. Para este caso la ecuación de oscilación la obtenemos haciendo $n=1,2$ en la ecuación (5.4.8).

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{2H_1}{w_R} \frac{d^2\delta_1}{dt^2} = Pm_1 - \left[E_1^2 G_{11} + E_1 E_2 Y_{12} \cos(\theta_{12} - \delta_1 + \delta_2) \right] \\ \frac{d\delta_1}{dt} = w_1 - w_R \\ \frac{2H_2}{w_R} \frac{d^2\delta_2}{dt^2} = Pm_2 - \left[E_2^2 G_{22} + E_2 E_1 Y_{21} \cos(\theta_{21} - \delta_2 + \delta_1) \right] \\ \frac{d\delta_2}{dt} = w_2 - w_R \end{array} \right. \quad (5.5.1)$$

Por otro lado tenemos:

$$\left. \begin{aligned} P_{m_1} &= E_1^2 G_{110} + E_1 E_{120} \cos(\theta_{120} - \delta_{10} + \delta_{20}) \\ P_{m_2} &= E_2^2 G_{220} + E_2 E_{210} \cos(\theta_{210} - \delta_{20} + \delta_{10}) \end{aligned} \right\} \quad (5.5.2)$$

Trabajemos con el sistema de ecuaciones (5.5.3)

$$\left. \begin{aligned} \frac{d^2 \delta_1}{dt^2} &= \frac{w_R}{2H_1} \left\{ P_{m_1} - \left[E_1^2 G_{11} + E_1 E_{12} \cos(\theta_{12} - \delta_1 + \delta_2) \right] \right\} \\ \frac{d^2 \delta_2}{dt^2} &= \frac{w_R}{2H_2} \left\{ P_{m_2} - \left[E_2^2 G_{22} + E_2 E_{21} \cos(\theta_{21} - \delta_2 + \delta_1) \right] \right\} \end{aligned} \right\}$$

Como parte del proceso de solución debemos transformar este conjunto de ecuaciones diferenciales de segundo orden a conjuntos de ecuaciones diferenciales de primer orden. Así:

$$\frac{d\delta_1}{dt} = w_1 - w_R \quad ; \quad \frac{d\delta_2}{dt} = w_2 - w_R$$

Luego:

$$\frac{d^2 \delta_1}{dt^2} = \frac{dw_1}{dt} \quad ; \quad \frac{d^2 \delta_2}{dt^2} = \frac{dw_2}{dt}$$

De esta forma tendremos:

$$f_1(t_0, \delta_{10}, \delta_{20}, w_{10}, w_{20}) = (w_1 - 2\pi f)$$

$$f_2(t_0, \delta_{10}, \delta_{20}, w_{10}, w_{20}) = (w_2 - 2\pi f)$$

$$f_3(t_0, \delta_{10}, \delta_{20}, w_{10}, w_{20}) = \frac{\pi f}{H_1} \left\{ P_{m_1} - \left[E_1^2 G_{11} + E_1 E_2 Y_{12} \cos(\theta_{12} - \delta_1 + \delta_2) \right] \right\}$$

$$f_4(t_0, \delta_{10}, \delta_{20}, w_{10}, w_{20}) = \frac{\pi f}{H_2} \left\{ P_{m_2} - \left[E_1^2 G_{22} + E_2 E_1 Y_{21} \cos(\theta_{21} - \delta_2 + \delta_1) \right] \right\}$$

siendo $t_0, \delta_{10}, \delta_{20}, w_{10}, w_{20}$, los valores iniciales establecidos en las condiciones pretransientes del sistema. Notar que inicialmente:

$$w_{i0} = 2\pi f \quad i=1,2,\dots,n$$

Por tanto, los valores estimados de cambios en $\delta_1, \delta_2, w_1, w_2$ están dados por:

$$k_{11} = f_1(t_0, \delta_{10}, \delta_{20}, w_{10}, w_{20})$$

$$k_{12} = f_2(\dots)$$

$$l_{11} = f_3(\dots)$$

$$l_{12} = f_4(\dots)$$

$$k_{21} = f_1(t_0 + \Delta t/2, \delta_{10} + 1/2 \Delta t k_{11}, \delta_{20} + 1/2 \Delta t k_{12}, w_{10} + 1/2 \Delta t l_{11}, w_{20} + 1/2 \Delta t l_{12})$$

$$k_{22} = f_2(\dots)$$

$$l_{2_1} = f_3(\dots)$$

$$l_{2_2} = f_4(\dots)$$

$$k_{3_1} = f_1(t_0 + \Delta t/2, \delta_{1_0} + 1/2 \Delta t k_{2_1}, \delta_{2_0} + 1/2 \Delta t k_{2_2}, w_{1_0} + 1/2 \Delta t l_{2_1}, w_{2_0} + 1/2 \Delta t l_{2_2})$$

$$k_{3_2} = f_2(\dots)$$

$$l_{3_1} = f_3(\dots)$$

$$l_{3_2} = f_4(\dots)$$

$$k_{4_1} = f_1(t_0 + \Delta t, \delta_{1_0} + \Delta t k_{3_1}, \delta_{2_0} + \Delta t k_{3_2}, w_{1_0} + \Delta t l_{3_1}, w_{2_0} + \Delta t l_{3_2})$$

$$k_{4_2} = f_2(\dots)$$

$$l_{4_1} = f_3(\dots)$$

$$l_{4_2} = f_4(\dots)$$

De esta forma:

$$\delta_{1_1} = \delta_{1_0} + \frac{\Delta t}{6} (k_{1_1} + 2k_{2_1} + 2k_{3_1} + k_{4_1})$$

$$\delta_{2_1} = \delta_{2_0} + \frac{\Delta t}{6} (k_{1_2} + 2k_{2_2} + 2k_{3_2} + k_{4_2})$$

$$w_{1_1} = w_{1_0} + \frac{\Delta t}{6} (l_{1_1} + 2l_{2_1} + 2l_{3_1} + l_{4_1})$$

$$w_{2_1} = w_{2_0} + \frac{\Delta t}{6} (l_{1_2} + 2l_{2_2} + 2l_{3_2} + l_{4_2})$$

Incrementando el tiempo $t = t + \Delta t$, se realiza el mismo proceso anterior y se obtiene de esta manera $\delta_{1_2}, \delta_{2_2}, w_{1_2}, w_{2_2}$. Se continúa el proceso iterativo hasta alcanzar el tiempo máximo de estudio de estabilidad transiente.

Podemos generalizar el método de Runge-Kutta para un sistema de n ecuaciones diferenciales, de tal forma de poder aplicarlo a un sistema de múltiples máquinas.

Los cambios en los ángulos internos de los voltajes y velocidades de las máquinas están determinados por:

$$\left. \begin{aligned} \Delta \delta_i(t + \Delta t) &= \frac{1}{6} (k_{1_i} + 2k_{2_i} + 2k_{3_i} + k_{4_i}) \\ \Delta w_i(t + \Delta t) &= \frac{1}{6} (l_{1_i} + 2l_{2_i} + 2l_{3_i} + l_{4_i}) \end{aligned} \right\} \quad (5.5.3)$$

$i = 1, 2, \dots, n$

Los valores de k y l son los cambios en δ_i y w_i respectivamente obtenidos usando derivadas evaluadas en puntos predeterminados.

Luego:

$$\left. \begin{aligned} \delta_i(t + \Delta t) &= \delta_i(t) + \frac{1}{6} (k_{1_i} + 2k_{2_i} + 2k_{3_i} + k_{4_i}) \\ w_i(t + \Delta t) &= w_i(t) + \frac{1}{6} (l_{1_i} + 2l_{2_i} + 2l_{3_i} + l_{4_i}) \end{aligned} \right\} \quad (5.5.4)$$

en donde:

$$\left\{ \begin{array}{l} k_{1i} = (w_i(t) - 2\pi f) \Delta t \\ l_{1i} = \frac{\pi f}{H_i} (P_{m_i} - P_{e_i}(t)) \Delta t \end{array} \right.$$

siendo P_{m_i} = potencia mecánica del generador i

P_{e_i} = potencia eléctrica del generador i

t = incremento de tiempo

El segundo grupo de cambios estimados en δ_i y w_i son obtenidos de:

$$\left\{ \begin{array}{l} k_{2i} = \left\{ (w_i(t) + \frac{l_{1i}}{2}) - 2\pi f \right\} \Delta t \\ l_{2i} = \frac{\pi f}{H_i} (P_{m_i} - P_{e_i}^{(1)}) \Delta t \end{array} \right.$$

en donde $P_{e_i}^{(1)}$ corresponde a la potencia de los generadores cuando el ángulo de los voltajes internos es:

$$\delta_i(t) + \frac{k_{1i}}{2}$$

Por otro lado:

$$\left\{ \begin{array}{l} k_{3i} = \left\{ (w_i(t) + \frac{l_{2i}}{2}) - 2\pi f \right\} \Delta t \\ l_{3i} = \frac{\pi f}{H_i} (P_{m_i} - P_{e_i}^{(2)}) \Delta t \end{array} \right.$$

en donde el ángulo de los voltajes internos $\delta_i(t) + \frac{k_{2i}}{2}$ es utilizado para evaluar la potencia $P_{e_i}^{(2)}$

Finalmente:

$$\left\{ \begin{array}{l} k_{4i} = (w_{i(t)} + l_{3i}) - 2\pi f \Delta t \\ l_{4i} = \frac{\pi f}{H_i} (P_{mi} - P_{ei}^{(3)}) \Delta t \end{array} \right.$$

en donde $P_{ei}^{(3)}$ corresponde a la potencia eléctrica de los generadores cuando el ángulo de los voltajes internos es: $\delta_{i(t)} + k_{3i}$

El tiempo es incrementado por el factor Δt , y de esta manera se obtiene una solución de la red para cualquier operación y cambio en la condición del sistema. Tal como indicamos anteriormente, el proceso es repetido hasta que se alcanza el tiempo máximo de estudio de la estabilidad transiente del sistema..

DESARROLLO DE UN PROGRAMA DE COMPUTADOR PARA EL ANALISIS DE

ESTABILIDAD TRANSIENTE DE UN SISTEMA DE POTENCIA

6.1 Generalidades

En capítulos anteriores hemos analizado el problema de estabilidad transiente. Se estableció que el primer paso en un estudio de estabilidad es hacer un modelo matemático del sistema durante el transiente. Los elementos incluidos en este modelo son aquellos que afectan la aceleración (o desaceleración) de los rotores de las máquinas. La complejidad del modelo depende del tipo de transiente y del sistema a ser investigado.

Generalmente los componentes del sistema de potencia que influyen en los torques eléctrico y mecánico de las máquinas deben ser incluidos en este modelo. Estos componentes son:

1. La red antes, durante y después del transiente
2. Las cargas y sus características
3. Los parámetros de las máquinas síncronas
4. Los sistemas de excitación de las máquinas síncronas
5. La turbina y velocidad del gobernador
6. Diversos componentes del sistema de potencia que influyen en el torque mecánico.

De esta forma, los ingredientes básicos para una solución son el cono

cimiento de las condiciones iniciales del sistema de potencia previo al inicio del transiente y la descripción matemática de los principales compo-nentes del sistema que afectan el comportamiento transiente de las máqui-nas síncronas. Nos encontramos finalmente con un conjunto de ecuaciones diferenciales que describen el comportamiento de las máquinas síncronas que componen el sistema de potencia en estudio. Empleamos también como técnica de solución de estas ecuaciones el método de Runge-Kutta de cuarto orden a fin de obtener las posiciones angulares de los rotores de las má-quinas en función del tiempo para las tres condiciones por las que atra-viesa el sistema.

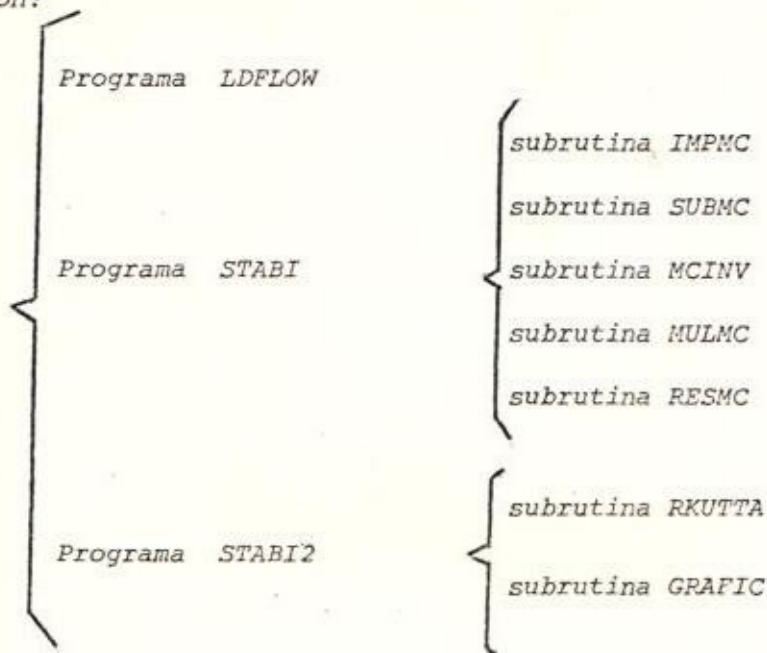
En este capítulo presentaremos un programa de computador, escrito en lenguaje FORTRAN IV, para obtener las soluciones de las ecuaciones diferen-ciales descritas previamente, y de esta manera realizar el análisis de es-tabilidad transiente del sistema.

Es importante recalcar que los conceptos teóricos necesarios para el análisis de estabilidad transiente han sido analizados en capítulos ante-riores y lo que haremos en este capítulo será implementar estos conceptos por medio de un programa para aplicarlo luego a un sistema de potencia en particular.

6.1.1 Descripción

El programa total para el análisis de estabilidad transiente consta de 3 programas parciales y 7 subrutinas. Ha sido implementado en un com-putador IBM S/34 de 128 K de memoria y puede ser adaptado a cualquier otro modelo de computador.

El siguiente cuadro sinóptico presenta una descripción del programa en mención:



En términos computacionales, los subprogramas están enlazados por medio de la proposición *INVOKE*, teniendo en común todos ellos ciertos arreglos dimensionados igualmente por medio de la proposición *GLOBAL*.

El programa *LDFLOW* es el que realiza la lectura de todos los datos y hace el estudio de flujo de carga del sistema empleando el método iterativo de Gauss-Seidel, utilizando la matriz admitancia de barra del sistema. En otras palabras, este programa determina las condiciones iniciales del sistema.

El segundo programa *STABI* forma la matriz admitancia de barra para la red reducida considerando todas las condiciones por las que atraviesa el sistema, es decir, condición inicial, transiente y final.

Finalmente, el tercer programa *STABI2* es el encargado de resolver el

sistema de ecuaciones diferenciales que describen al sistema en estudio, empleando el método de Runge-Kutta de cuarto orden, y a su vez graficar las posiciones angulares de los rotores de las diferentes máquinas en función del tiempo, considerando así mismo los diferentes estados del sistema.

La salida del programa consiste de los ángulos internos de cada generador del sistema, para cada condición del mismo, y del tiempo correspondiente. Además se presentan los ángulos relativos entre generadores tomando un cierto generador como referencia. Por último se presenta un gráfico de los resultados obtenidos.

6.1.2 Limitaciones

El programa puede ser utilizado para estudios de estabilidad transiente de sistemas de potencia conformados por 10 generadores, 28 barras y 28 líneas. Es necesario hacer una aclaración en cuanto al número de barras que acepta el programa. De las 28 barras mencionadas anteriormente, 10 corresponden a barras internas creadas antes de la reactancia transiente de cada generador, es decir, el sistema en estudio puede estar constituido hasta por 18 barras externas entre las que contabilizamos barras de generación y barras de carga.

El espacio de memoria empleado por el programa es de 64K, siendo ésta la máxima capacidad permitida para cada usuario del sistema IBM S/34. Sin embargo, es posible adaptar el programa a un computador de mayor capacidad, con lo cual se podría analizar la estabilidad de un sistema de potencia más grande.

6.2 Programa LDFLOW

6.2.1 Propósito

Este primer programa cumple 2 funciones específicas:

(1) Lee los datos generales del sistema en estudio, tales como número de barras, número de generadores, número de líneas, constante de inercia de los generadores, tipo de falla que se va a simular en el sistema, tiempo de despeje de la falla, etc.

(2) Evalúa las condiciones iniciales del sistema realizando el flujo de carga del mismo.

6.2.2 Formato de lectura de datos

Para la lectura de los datos se utiliza un formato libre indicado por un asterisco en la proposición READ, por ejemplo se tiene READ(4,*). De esta manera los datos deben escribirse separados por una coma sin necesidad de especificar un área determinada para cada uno. Cuando se escriben un grupo de datos, separados por comas, el último de ellos no debe llevar coma al final, debiendo escribirse el siguiente grupo de datos, si los hay, en una nueva línea.

Los datos se digitan en el siguiente orden:

=) NUMG, NTRANS, NUMB, NL, EPS, MAX, BOSCIL, ALFA, MVA, ESTAB

en donde:

NUMG = número de generadores del sistema

NTRANS=número de transformadores

NUMB= número de barras
NL= número de líneas
EPS= factor de error
MAX= máximo número de iteraciones
BOSCIL= barra de oscilación
ALFA= factor de aceleración
MVA= megavoltios-amperios base
ESTAB= este dato puede tomar dos valores: cero(0) ó uno(1)
cero= el programa realiza sólo el flujo de carga del sistema.
uno= el programa realiza además el estudio de estabilidad transiente.

- b) Los siguientes datos de entrada son los de las líneas formadas por la reactancia transiente de los generadores del sistema y los de las líneas que tienen transformadores.

LINEA(I), BI(I), BF(I), ZSERR(I), ZSERI(I), TAP(I)

en donde:

LINEA(I)= número de línea (las líneas se numeran previamente en el diagrama unifilar del sistema)
BI(I) = barra inicial de la línea I
BF(I) = barra final de la línea I
ZSERR(I)= parte real de la impedancia del generador o transformador de la línea I
ZSERI(I)= parte imaginaria de la impedancia del generador o transformador de la línea I

$TAP(I)$ = tap del transformador de la línea I

- c) A continuación entran los datos de las líneas que no tienen transformadores.

$LINEA(I)$, $BI(I)$, $BF(I)$, $LONG(I)$, $YSHTR(I)$, $YSHTI(I)$, $ZSERR(I)$, $ZSERI(I)$
en donde:

$LONG(I)$ = longitud de la línea I (se supone que los datos de línea están dados en p.u./unidad de longitud)

$YSHTR(I)$ = parte real de la admitancia en paralelo (Y') de la línea I

$YSHTI(I)$ = parte imaginaria de la admitancia en paralelo (Y') de la línea I

$ZSERR(I)$ = resistencia de la línea I

$ZSERI(I)$ = reactancia de la línea I

En el caso de que los valores de Y' y Z sean valores totales de la línea, entonces el valor de $LONG(I)$ es igual a 1.0 (valor unitario). Los datos de impedancias y admitancias deben estar dados en por unidad de longitud.

Es importante la identificación correcta del número de cada barra y línea del sistema. Las barras internas de los generadores toman siempre los valores iniciales seguidas de las barras colocadas luego de la reactancia transiente de cada generador.

- d) Datos de los voltajes asumidos en todas las barras, desde la barra $NG(NG=NUMG+1)$ hasta la barra $NUMB$, entrando parte real y parte imaginaria

ria.

- e) Datos de cargas de cada barra, desde la barra NG hasta la barra NUMB, entrando parte real y parte imaginaria.
- f) Datos de potencia generada en cada barra desde la barra NG hasta la barra NUMB, entrando parte real y parte imaginaria.

Notar que las lecturas previas comienzan a partir de la barra NG, con lo cual no consideramos las barras internas de los generadores, que no intervienen en el flujo de carga del sistema.

- g) Datos de resistencia y reactancia transiente de cada generador.
- h) Identificación de la línea en la cual se va a simular una falla trifásica; barra cercana a la falla; y barra opuesta a la falla:

LFAULT, LF, LI

- i) Datos de la constante de inercia de los generadores. Estos datos deben estar dados en MW·segundo por unidad de MVA base ($MW \cdot \text{seg.} / MVA_B$)
- j) A continuación entran los siguientes datos:

T, FR, DELTAT, TF, TDF, KLAVE, IREFG, FALLA, GENERF

en donde:

T= tiempo de inicio de la falla (se asume por lo general que la falla empieza a los 0.0 seg.)

FR= frecuencia del sistema (en nuestro caso trabajamos con 60Hz)

DELTAT=incremento de tiempo

TF= tiempo final de análisis de estabilidad

TDF= tiempo de despeje de falla

KLAVE= valor clave que identificará si la falla se despeja al operar los interruptores y sacar la línea fuera de servicio (KLAVE 1) o, si existe reposición del sistema (KLAVE 2)

IREFG= generador de referencia. Este dato es importante al evaluar los ángulos relativos entre generadores del sistema, ya que éstos se calculan tomando IREFG como referencia.

FALLA= tipo de falla que se simulará en el sistema

FALLA 1: Indica que se trata de una falla trifásica en una línea cercana a una barra.

FALLA 2: Indica que se trata de pérdida de generación. El generador que sale momentáneamente fuera de servicio se identifica como GENERF

Notar que todos los tiempos deben estar dados en segundos y la frecuencia en ciclos/segundo (Hertz).

*] Los siguientes datos corresponden a títulos. Cada uno ocupa hasta 48 columnas del área de lectura (formato 12A4). Estos títulos aparecerán como encabezamiento de los resultados obtenidos al finalizar el estudio de estabilidad.

6.2.3 Descripción

Tal como se indicó previamente, el programa realiza primeramente la lectura de los datos del sistema en estudio. Cabe indicar que en el análisis establecido se incluyen barras internas para cada generador, es decir, se crean nuevas barras tras la reactancia transiente de cada máquina. De esta manera, la lectura del número de barras y del número de líneas incluye estos nodos internos.

Una vez realizada la lectura de datos del programa presenta unas instrucciones destinadas a obtener una escritura de títulos. En ésta se describe al sistema, el tipo de falla y tipo de despeje de falla, así como el tiempo en el cual se produce este despeje, entre otra información.

A continuación, tenemos el proceso de flujo de carga del sistema. En primer lugar se forma la matriz admitancia de barra sin considerar las barras internas que mencionáramos anteriormente; de esta manera, las barras internas no intervienen en el flujo de carga del sistema. Previo a la formación de la matriz admitancia de barra debemos hacer 2 diferenciaciones:

- 1) Consideramos un sistema que presenta transformadores con tap variable; y
- 2) Consideramos un sistema sin transformadores.

Para ambos casos, la formación de esta matriz es similar, salvo que en el primer caso tenemos otro tipo de ecuaciones debido a la diferente representación del circuito equivalente de un transformador con tap y de una línea sencilla.

Así pues tenemos:

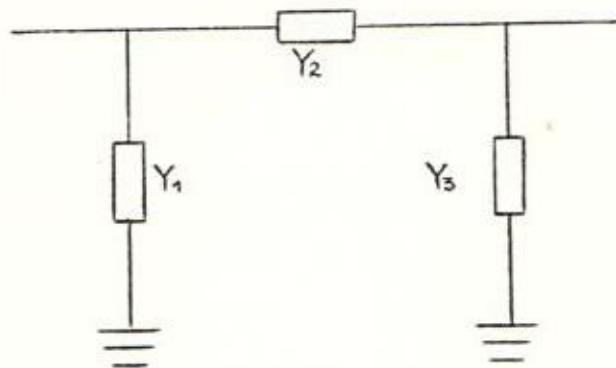


Fig. 6.2.1- Circuito equivalente de una línea

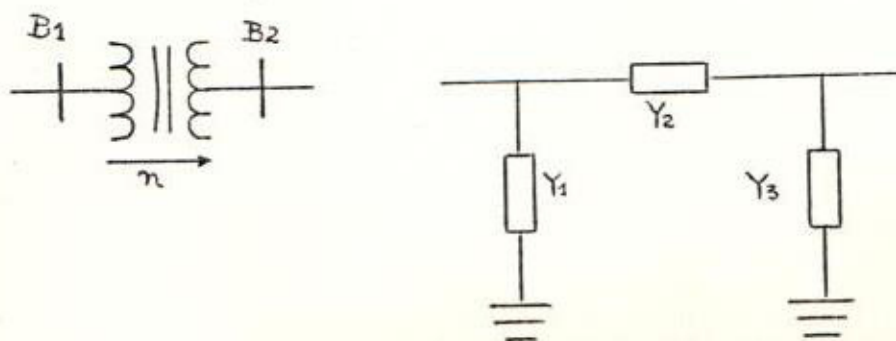


Fig. 6.2.2-Circuito equivalente de un transformador con tap variable

Aparentemente las 2 representaciones son iguales, salvo que en la fig.

6.2.1 tenemos: $Y_1 = Y_3 =$ carga de la línea

$$Y_2 = \frac{1}{z_t}$$

siendo Z_t la impedancia serie de la línea. En cambio en la fig. 6.2.2 tenemos:

$$Y_1 = \frac{1-n}{n^2 Z_t}$$

$$Y_2 = \frac{1}{n Z_t}$$

$$Y_3 = \frac{n-1}{n Z_t}$$

siendo Z_t la impedancia del transformador y n el tap. Debido a que $Y_1 \neq Y_3$ es importante anotar que, en la lectura de datos, debe considerarse como B1 a la barra que señala la flecha en la fig. 6.2.2, en este caso B2 y como BF a la barra opuesta a la flecha, en este caso B1.

Volvemos a recalcar que la formación de la matriz admitancia de barra se realiza a partir de la barra NG (NG=NUMG+1), es decir, en este análisis no consideramos las barras internas tras la reactancia transiente de los generadores.

En cuanto a las ecuaciones básicas utilizadas, son las mismas que se dedujeron en el capítulo 3. De la misma manera se emplea como técnica de solución el método de Gauss-Seidel, tal como indicáramos en el punto 3.3.

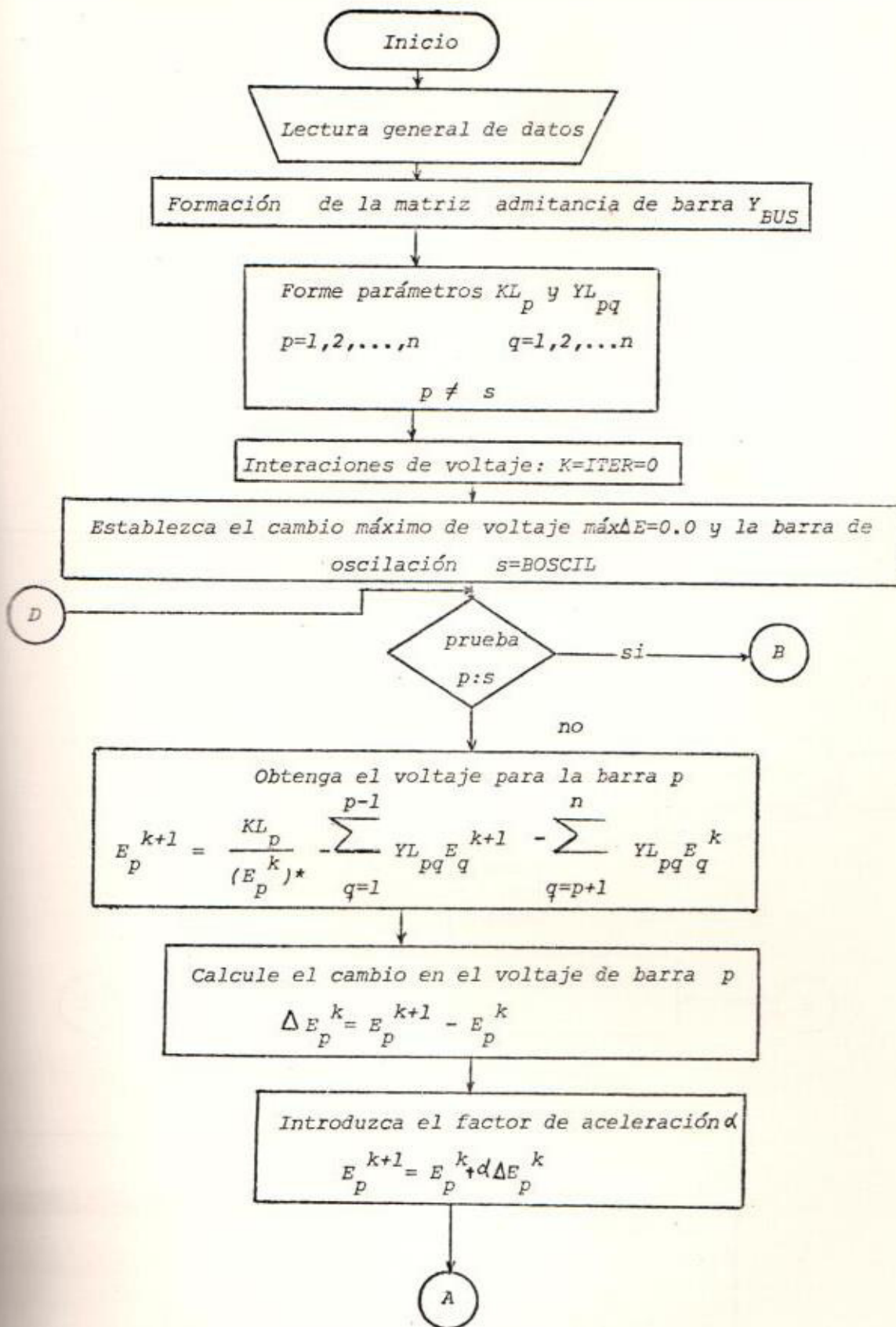
Como parte final del programa se calculan las admitancias shunt equivalentes a las cargas en cada barra, cuyos valores se utilizarán en el siguiente programa.

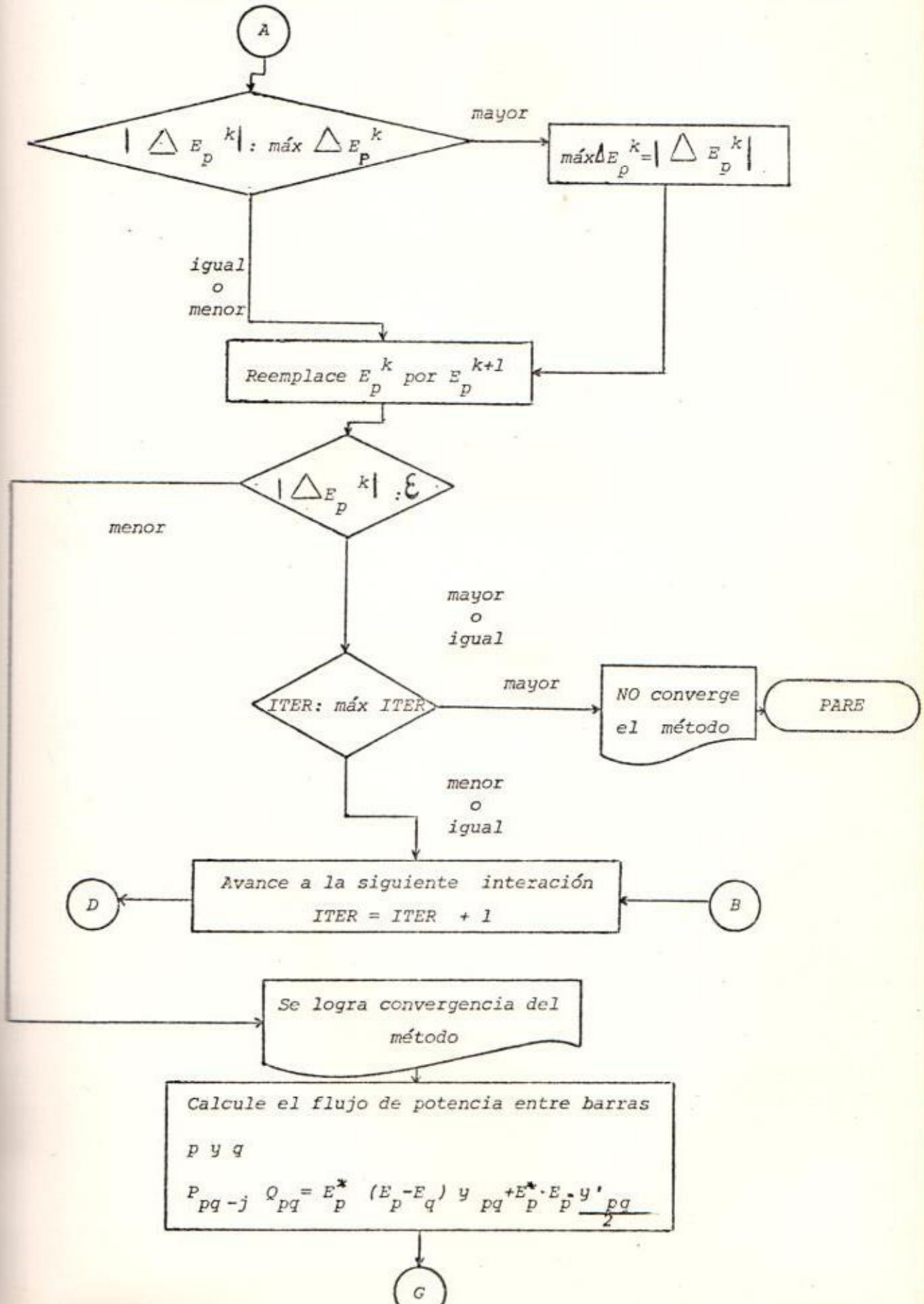
El programa LDFLOW almacena todos los datos y resultados obtenidos

y los pasa al siguiente programa mediante la proposición INVOKE. De esta manera podemos separar un programa grande en varios subprogramas, con lo cual logramos un ahorro considerable en el espacio de memoria del programa general.

6.2.4. Diagrama de flujo

En las páginas subsiguientes se muestra un diagrama de flujo del programa LDFLOW.





$| \Delta E_p^k | : \text{máx } \Delta E_p^k$

mayor

$\text{máx } \Delta E_p^k = | \Delta E_p^k |$

igual
o
menor

Reemplace E_p^k por E_p^{k+1}

$| \Delta E_p^k | : \epsilon$

menor

mayor
o
igual

ITER : máx ITER

mayor

NO converge el método

PARE

menor
o
igual

Avance a la siguiente interacción
ITER = ITER + 1

D

B

Se logra convergencia del método

Calcule el flujo de potencia entre barras p y q

$$P_{pq-j} Q_{pq} = E_p^* (E_p - E_q) y_{pq} + E_p^* E_p y'_{pq} / 2$$

G

G

Obtenga los voltajes detrás de la reactancia transiente de cada generador

$$\bar{E}_G = \bar{E} + \left(\frac{P-jQ}{\bar{E}^*} \right) (r_d + jx'_d)$$

Calcule la potencia mecánica de los generadores

$$P_m = P + I^2 \cdot r_d$$

$$Q_m = Q + I^2 \cdot x'_d$$

Evalúe las admitancias shunt equivalente a las cargas en cada barra

$$\bar{Y}_L = \frac{|P_L|}{E_L^2} - j \frac{|Q_L|}{E_L^2}$$

Llame al siguiente programa

6.3 PROGRAMA STABI

6.3.1 Propósito

Este programa tiene como propósito formar la matriz admitancia de barra para el estudio de estabilidad; para ello se introducen las barras internas detrás de la reactancia transiente de cada generador. Una vez formada esta matriz se procede a calcular los elementos de la matriz admitancia para la red reducida, tal como se explicó detalladamente en la sección 6.3.

Es importante notar que, en realidad, se forman 3 matrices admitancia de barra para la red reducida, una para cada condición por la que atraviesa el sistema.

6.3.2 Descripción

En este programa identificamos primeramente las 3 condiciones que presenta el sistema: condición inicial, transiente y final. Se forma entonces la matriz admitancia de barra para cada condición preestablecida, incluyendo las barras internas para cada generador del sistema en estudio. Además, se debe incluir las admitancias equivalentes a las cargas en cada barra.

La formación de la matriz Y_{BUS} se la hace entonces de manera idéntica que en el programa anterior LDFLOW, salvo que se incluyen ahora las barras internas y las cargas.

En realidad las matrices con las que vamos a trabajar en nuestro es

tudio de estabilidad son las matrices admitancia para la red reducida. Estas son de dimensión $n \times n$, siendo n el número de generadores del sistema, por esta razón se las ha denominado "matrices de generadores del sistema". El siguiente paso es entonces formar esta matriz para cada condición del sistema, tal como se indicó en la sección 5.3.

Por otro lado, este programa es el que llama a operación a las siguientes subrutinas:

- a) subrutina IMPMC
- b) " SUBMC
- c) " MCINV
- d) " MULMC
- e) " RESMC

6.3.3 Diagrama de flujo

En la siguiente página consideraremos un diagrama de flujo simplificado del programa STABI.

Inicio

Formación de la matriz admitancia de barra Y_{BUS} para el estudio de estabilidad. Esta incluye las barras internas de cada generador y las cargas. Consideramos primeramente la condición pretransiente.

Forme matriz admitancia de barra para la red reducida antes de producirse una perturbación en el sistema.

Formación de la matriz Y_{BUS} para la condición transiente del sistema.

Realice la partición de la matriz Y_{BUS} anterior y obtenga la matriz de generadores cuando el sistema sufre una perturbación.

Considere ahora que la falla se ha despejado y forme la matriz Y_{BUS} para esta condición.

Obtenga la matriz admitancia para la red reducida considerando que el sistema se encuentra en su condición final.

Llame al siguiente programa

6.4 SUBROUTINA IMPCM

6.4.1 Propósito

Esta subrutina tiene como función imprimir los elementos de una matriz compleja. La impresión de estos elementos se realiza por filas. Se la puede utilizar llamándola de la siguiente manera:

```
CALL IMPCM (IMP,A,M,N,LETRAS)
```

6.4.2 Descripción de parámetros

Se describen los siguientes parámetros pertenecientes a la subrutina:

IMP	Número de control de la impresora (entrada)
A	Nombre de la matriz que se va a imprimir (entrada)
M	Número de filas de A (entrada)
N	Número de columnas de A (entrada)
LETRAS	Títulos (entrada)

6.5 SUBROUTINA SUBMC

6.5.1 Propósito

Esta subrutina copia una submatriz de una matriz A a la matriz B.

El modo de usarla es el siguiente:

```
CALL SUBMC (IINI,NUMF,JINI,NUMC,A,B,)
```

6.5.2 Descripción de parámetros

Los siguientes parámetros son considerados en la subrutina:

- IINI Número de fila de A a partir de la cual se empieza la par
tición de la matriz (entrada)
- NUMF Número de fila de A hasta la cual se desea hacer la par
tición (entrada)
- JINI Número de columna de A a partir de la cual se empieza la par
tición de la matriz (entrada)
- NUMC Número de columna de A hasta la cual se hace la partición
de la matriz (entrada)
- A Nombre de la matriz que va a ser particionada (entrada)
- B Nombre de la submatriz resultante (salida)

6.6. SUBROUTINA MCINV

6.6.1 Propósito

Esta subrutina tiene como propósito invertir una matriz cuyos ele
mentos son números complejos. Para este fin la matriz que se va a invertir
debe ser una matriz cuadrada. El método que se emplea es el de eliminación
con pivotación parcial. Se la llama de la siguiente manera:

CALL MCINV (A,B,N)

6.6.2 Descripción de parámetros

Los parámetros de la subrutina son los siguientes:

- A Nombre de la matriz que va a ser invertida (entrada)

B Nombre de la matriz inversa (salida)

N Orden de la matriz (entrada)

6.7 SUBROUTINA MULMC

6.7.1 Propósito

El propósito de esta subrutina es el de multiplicar 2 matrices de elementos complejos. Puede utilizarse llamándola de la siguiente manera:

```
CALL MULMC (A,B,C,M,L,N)
```

6.7.2 Descripción de parámetros

Los parámetros que conforman la subrutina son los siguientes:

A Nombre de la primera matriz (entrada)

B Nombre de la segunda matriz (entrada)

C Nombre de la matriz producto (salida)

M Número de filas de *A* (entrada)

L Número de columnas de *A* y filas de *B* (entrada)

N Número de columnas de *B* (entrada)

Es importante anotar que la matriz *C* no puede ser almacenada en el mismo lugar de la matriz *A* ó de la matriz *B*. El número de columnas de la matriz *A* debe ser igual al número de filas de la matriz *B*. De esta forma la matriz *B* de orden $L \times N$ es multiplicada por la matriz *A* de orden $M \times L$ y el resultado es almacenado en la matriz *C* de orden $M \times N$.

6.8 SUBROUTINA RESMC

6.8.1 Propósito

Esta subrutina realiza la resta de 2 matrices de elementos complejos. La forma de usarla es la siguiente:

CALL RESMC (A,B,C,M,N)

6.8.2 Descripción

Se describen los siguientes parámetros pertenecientes a la subrutina:

- A Nombre de la matriz minuendo (entrada)
- B Nombre de la matriz sustraendo (entrada)
- C Nombre de la matriz resultante (salida)
- M Número de filas de A,B y C (entrada)
- N Número de columnas de A,B y C (entrada)

Los elementos de la matriz B son restados de los correspondientes elementos de la matriz A.

6.9 PROGRAMA STABI2

6.9.1 Propósito

Este programa tiene como propósito el resolver el sistema de ecuaciones diferenciales que describen el comportamiento de cada máquina pertene-

ciente al sistema de potencia en estudio. Para ello se emplea el método numérico de Runge-Kutta de cuarto orden como técnica de solución. De esta forma se obtienen las posiciones angulares de los rotores de cada generador, así como también los ángulos internos relativos entre generadores tomando como referencia un determinado generador del sistema.

6.9.2 Descripción

Una vez obtenidas las matrices admitancias de generadores para cada condición del sistema, estamos listos para resolver el conjunto de ecuaciones diferenciales que representan las ecuaciones de oscilación para cada generador. Nos vamos a basar en el análisis realizado en la sección 5.4, en donde se obtuvo el siguiente sistema de ecuaciones diferenciales que describe el funcionamiento del generador i :

$$\left\{ \begin{array}{l} \left(\begin{array}{c} 2H_i \frac{dw_i}{dt} \\ w_r \end{array} \right) = P_{m_i} - \left[E_i^2 G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n E_i E_j Y_{ij} \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \right] \\ \frac{d\delta_i}{dt} = w_i - w_R \quad i=1,2,\dots,n \end{array} \right.$$

Puesto que conocemos todos los términos del sistema de ecuaciones, procederemos a resolverlo empleando el método de Runge-Kutta de cuarto orden, para lo cual empleamos la subrutina RKUTTA.

Previo a esto, identificamos el tipo de falla que vamos a simular

en el sistema: falla trifásica en una línea cercana a una barra o pérdida de generación. A más de ello, debemos determinar el tipo de despeje de falla: si se abre la línea fallada dejándola fuera de servicio, ó si se repone el sistema quedando igual que antes de producirse la falla. Por otro lado, estamos considerando que a $t=0^+$ tenemos el sistema fallado y a $t=TDF$ se ha despejado la falla.

Con todos estos datos estamos listos a emplear la subrutina RKUTTA a fin de obtener las soluciones para los ángulos internos de cada generador y determinar la estabilidad del sistema en estudio. Una vez obtenidos estos ángulos como funciones del tiempo, empleamos la subrutina GRAFIC y graficamos estos resultados. De esta manera podemos analizar visualmente la variación de los ángulos internos de cada máquina para pequeños intervalos de tiempo. Adicionalmente, obtenemos valores para los ángulos relativos entre generadores del sistema tomando como referencia al generador identificado en el programa como IREFG. Así mismo, procedemos a graficar estos valores en función del tiempo.

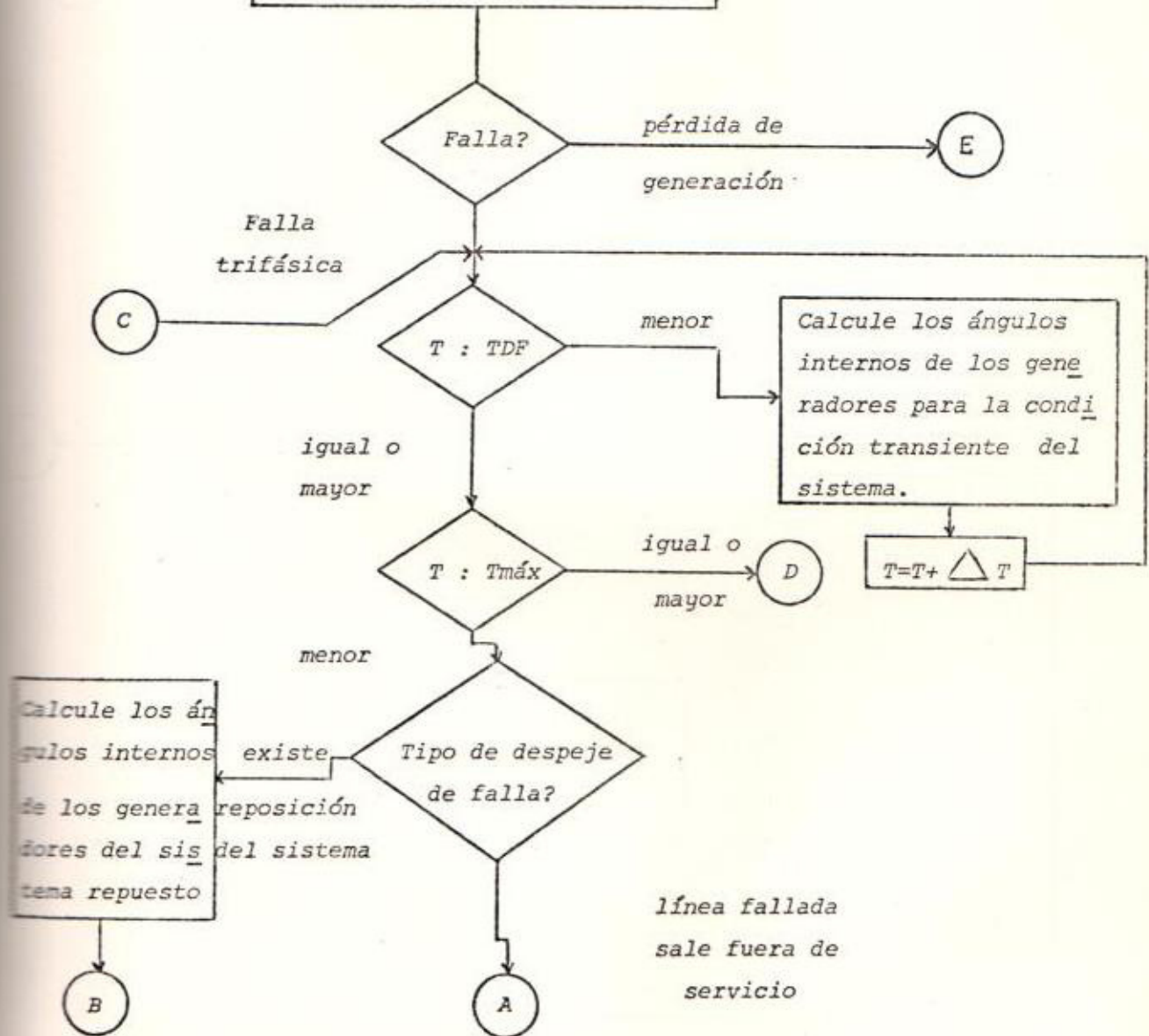
6.9.3 Diagrama de flujo

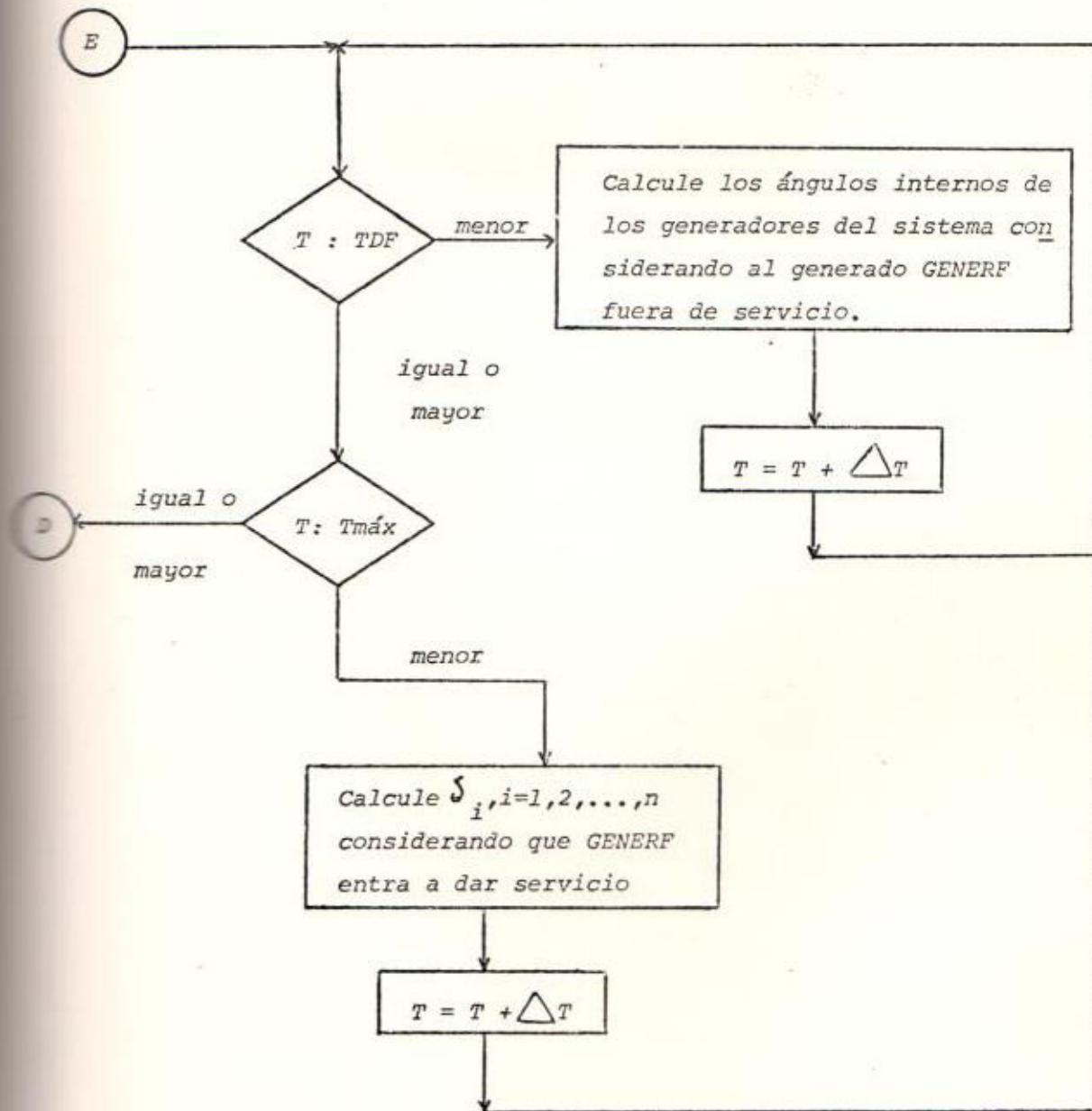
En las siguientes páginas presentamos un diagrama de flujo del programa STABI2.

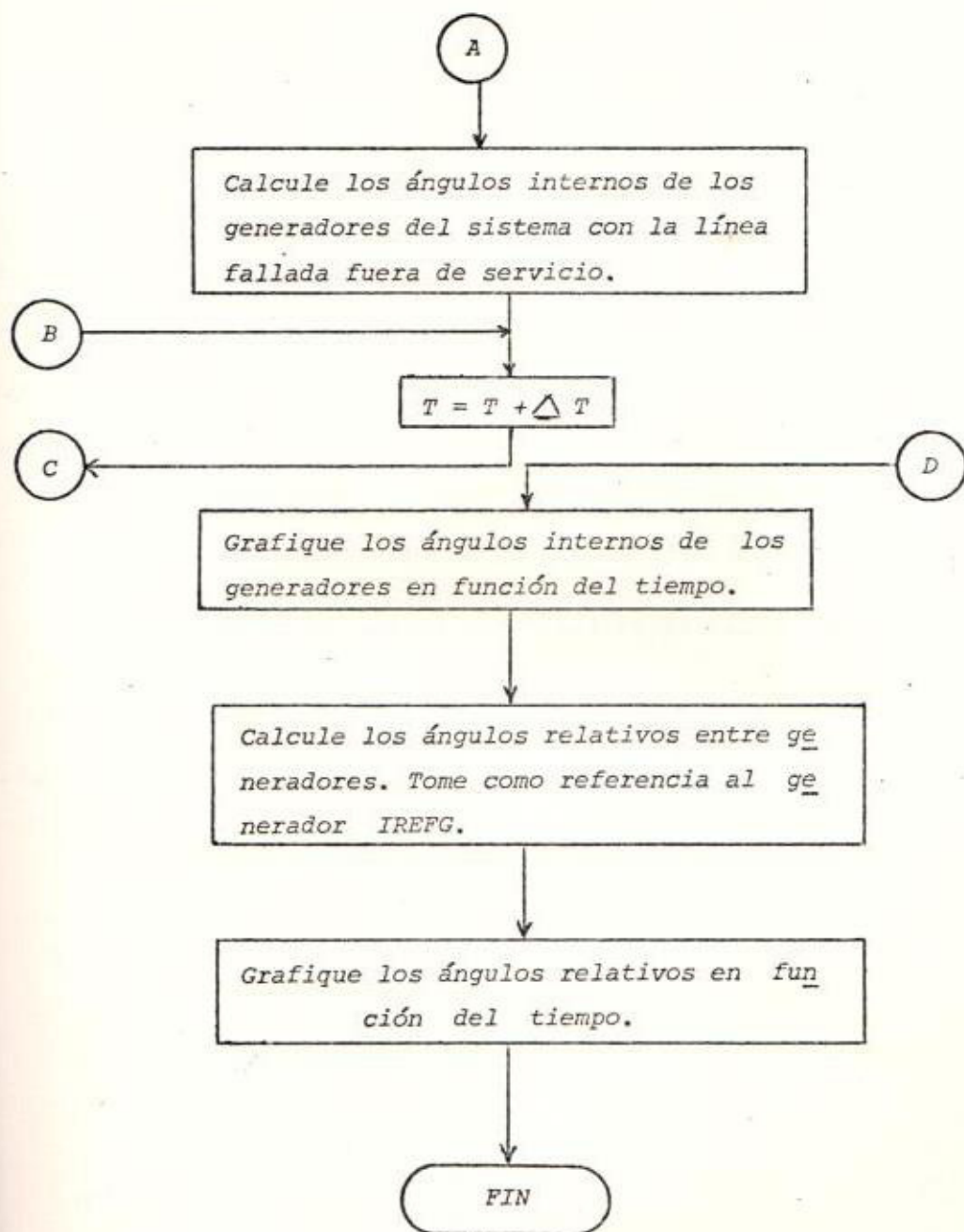
Obtener los valores de conductancia y susceptancia de cada admitancia de la matriz generadores Y_G para las diferentes condiciones del sistema.

Calcular la magnitud y el ángulo de las admitancias de la matriz Y_G para las condiciones preestablecidas.

Inicio del proceso iterativo







6.10 SUBROUTINA RKUTTA

Lav. No. DOT-029

6.10.1 Propósito

Esta subrutina tiene como propósito el resolver el sistema de ecuaciones diferenciales que describen el funcionamiento de los generadores del sistema de potencia en estudio. Para ello emplea el método de Runge-Kutta de cuarto orden. Para el desarrollo de esta subrutina nos vamos a basar en el análisis general realizado en la sección 5.5

6.10.2 Descripción de parámetros

La forma de llamar a esta subrutina es la siguiente:

CALL RKUTTA (T,DELTA,W,DELTAT,YGL,THL,GL,EG,C,PM,NUMG,FR)

Cada uno de los parámetros se refieren a:

T Tiempo

DELTA Arreglo que contiene los ángulos internos de los generadores (salida)

W Arreglo conteniendo las velocidades eléctricas de cada máquina (salida)

DELTAT Incremento de tiempo (entrada)

YGL Representa un arreglo bidimensional que contiene la magnitud de cada elemento de la matriz admitancia de generadores (entrada)

THL Arreglo bidimensional que contiene los ángulos de las admitancias de la matriz de generadores (entrada)

- GL Arreglo bidimensional conteniendo la conductancia de cada elemento de la matriz admitancia de generadores.
- EG Representa la magnitud de los voltajes internos de los generadores del sistema (entrada)
- C Variable que equivale a $\frac{1}{2\pi \cdot f/H}$, siendo H la constante de inercia de cada generador y f la frecuencia del sistema (entrada)
- PM Representa la potencia mecánica de cada máquina (entrada)
- NUMG Número de generadores del sistema (entrada)
- FR Frecuencia del sistema (entrada)

Tanto EG como PM representan arreglos unidimensionales

6.10.3 Diagrama de flujo

Hemos dicho que el desarrollo de la subrutina RKUTTA se basará en el análisis descrito en la sección 5.5 de ahí que los términos empleados en el diagrama de flujo, presentado en las siguientes páginas, tienen referencia directa al análisis establecido en dicha sección.

Inicio

Leer valores iniciales $T_0, \delta_{i0}, \Delta T,$
 $W, EG, P_{mi}, Fr, NUMG(m)$

Identificar arreglos $YGL, THL, GL,$ para
las condiciones pre-transientes, tran-
sientes y post-transientes.

$T = T_0$
 $\delta_i = \delta_{i0}$

Calcule la potencia eléctrica del generador i

$$P_{ei}(t) = E_i^2 G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^m E_i E_j Y_{ij} \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j)$$

$$k_{1i} = w_i(t) - 2\pi f$$

$$l_{1i} = \pi f / H_i (P_{mi} - P_{ei}(t)) \Delta t$$

$$\delta_g(t) = \delta_g(t) + k_{1g}/2; g = 1, 2, \dots, m$$

Calcule $P_{ei}^{(1)}$

$$k_{2i} = \left\{ (w_i(t) + l_{1i}/2) - 2\pi f \right\} \Delta t$$

$$l_{2i} = \pi f / H_i (P_{mi} - P_{ei}^{(1)}) \Delta t$$

$$\delta_g(t) = \delta_g(t) + k_{2g}/2$$

Calcule $P_{ei}^{(2)}(t)$

$$k_{3i} = \left\{ (w_i(t) + l_{2i}/2) - 2\pi f \right\} \Delta t$$

$$l_{3i} = \pi f / H_i (P_{mi} - P_{ei}^{(2)}) \Delta t$$

(A)

A

$$\delta g(t) = \delta g(t) + k_{3i}$$

$$g = 1, 2, \dots, m$$

Calculate $P_{ei}^{(3)}$

$$k_{4i} = \left\{ (w_i(t) + l_{3i}) - 2\pi f \right\} \Delta t$$

$$l_{4i} = \pi f / H_i (P_{mi} - P_{ei}^{(3)}) \Delta t$$

$$\delta i(t + \Delta t) = \delta i(t) + 1/6(k_{1i} + 2k_{2i} + 2k_{3i} + k_{4i})$$

$$w_i(t + \Delta t) = w_i(t) + 1/6(l_{1i} + 2l_{2i} + 2l_{3i} + l_{4i})$$

RETURN

6.11 SUBROUTINA GRAFIC

6.11.1 Propósito

Esta subrutina tiene como función graficar los ángulos internos de los generadores, así como también los ángulos relativos entre generadores, en función del tiempo.

6.11.2 Descripción de parámetros

Puede ser utilizada llamándola de la siguiente forma:

```
CALL GRAFIC (DELTAG,M,NF,MAX,DELTAT)
```

en donde:

DELTAG Arreglo que contiene los ángulos de cada generador calculados cada intervalo de tiempo (entrada)

M Variable que especifica el número de cantidades a ser graficadas (entrada)

NF Indica el número de valores de cada cantidad (número de puntos de cada variable que se graficará) (entrada)

MAX Variable de entrada que especifica el máximo valor deseado para la escala ordinaria. Esta variable también es usada ($MAX=999$) para seleccionar la opción de escala automática.

DELTAT Incremento de tiempo (entrada)

6.11.3 Procedimiento

La subrutina *GRAFIC* es utilizada para obtener gráficos de una o más variables definidas por una secuencia de valores almacenados en un arreglo bidimensional. El gráfico contiene la abscisa positiva orientada verticalmente hacia abajo de la página y la ordenada positiva orientada de izquierda a derecha.

Describamos algunas variables que no constan en la explicación previa de los parámetros de la subrutina y que utilizaremos en el análisis de la misma:

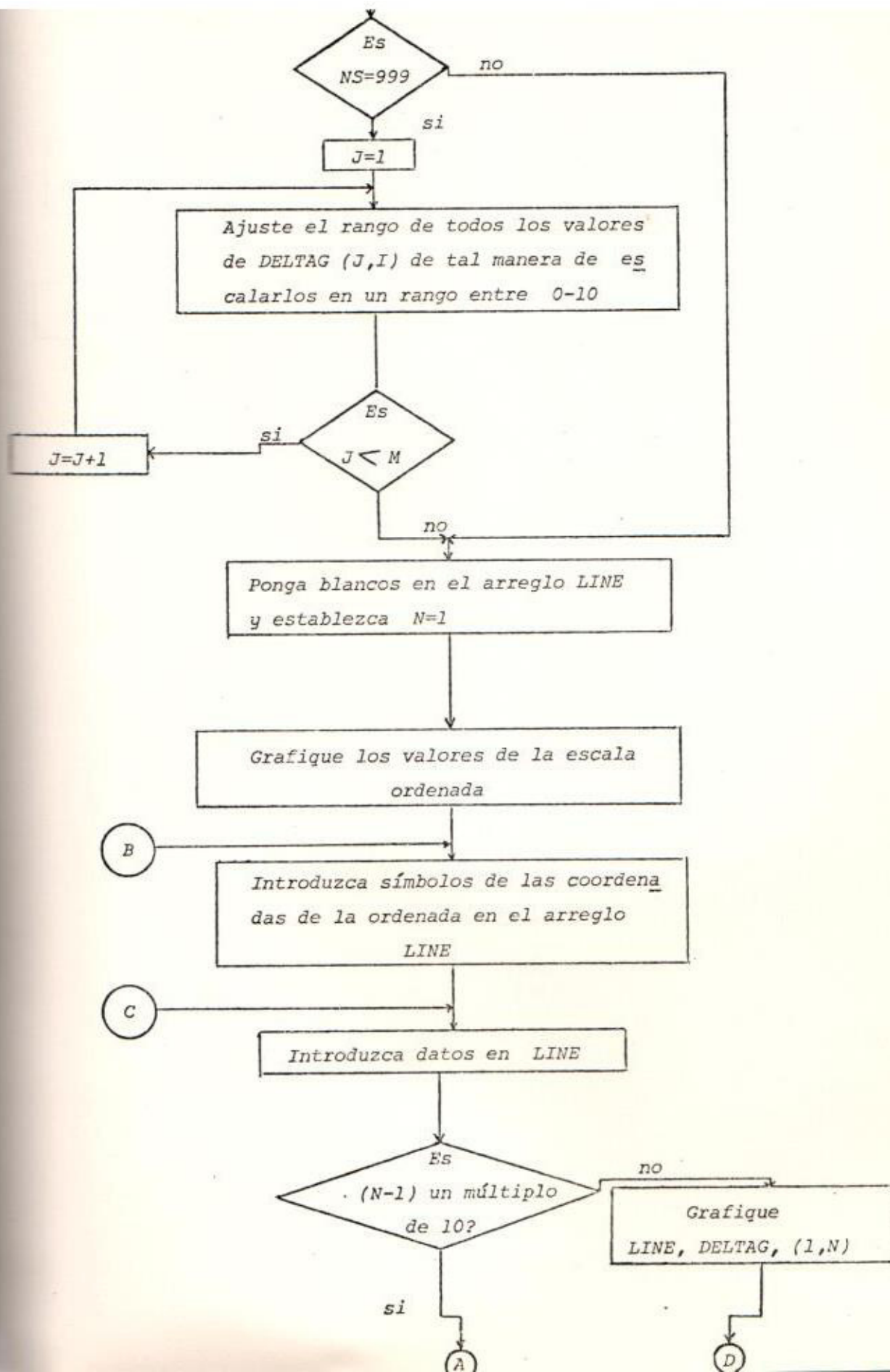
- L* Arreglo unidimensional de variable $L(I)$ en el cual son almacenados los valores de la escala ordenada.
- LINE* Arreglo unidimensional de 101 variables en el cual se almacena información alfanumérica correspondiente con la forma deseada de las líneas del gráfico.
- N* Índice que es usado internamente en la subrutina para indicar cual línea del gráfico es impresa.
- NS* Variable interna del programa la cual tiene la misma función que la variable *MAX*, pero cuyos valores son alternados durante la ejecución del programa.

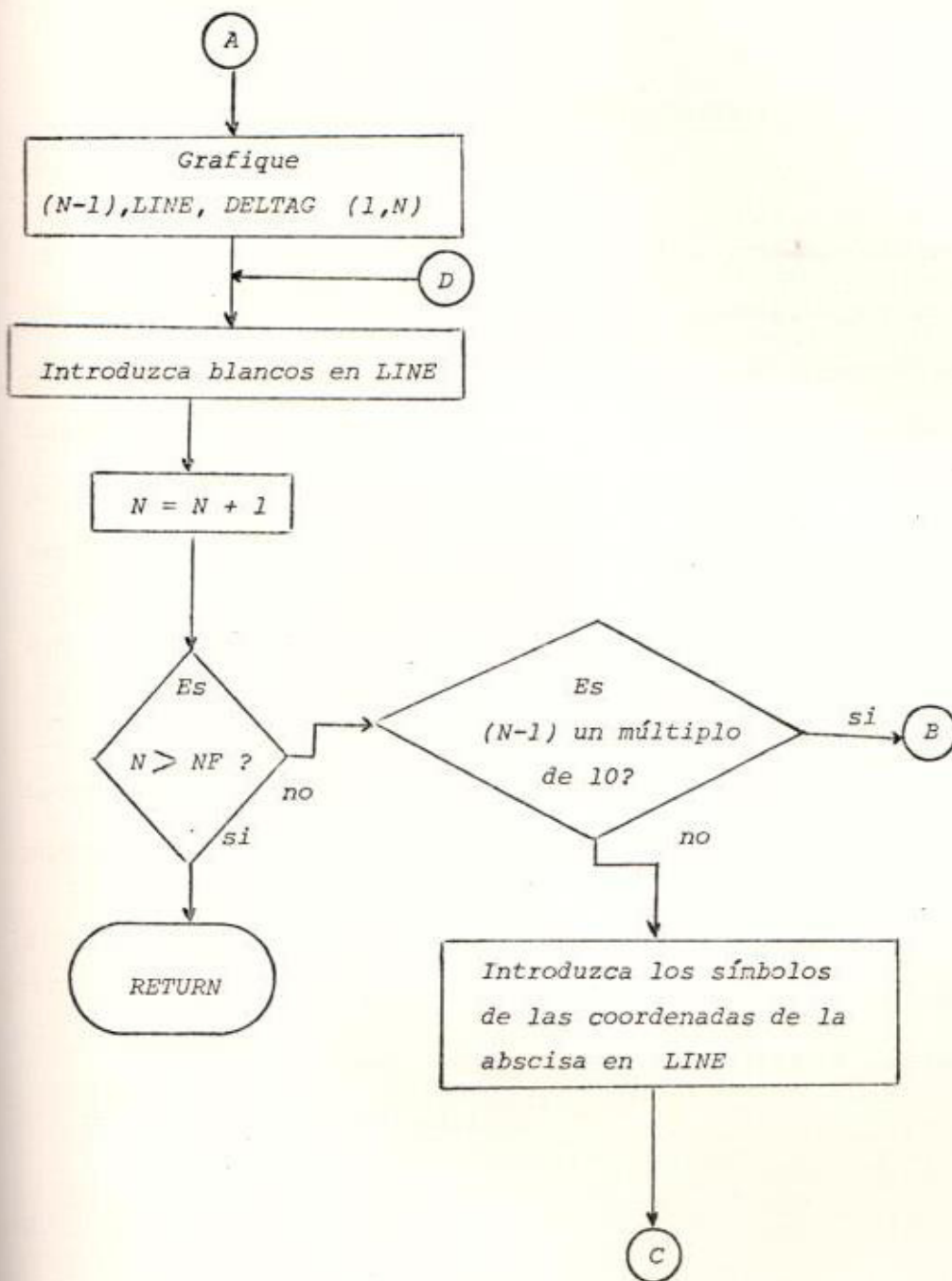
La primera operación de la subrutina *GRAFIC* es la de determinar si se utilizará un gráfico escalado o no. Para este fin se utiliza la variable *NS*, que ha sido igualada a la variable de entrada *MAX*. Si esta variable tiene el valor 999, los datos almacenados en el arreglo $DELTA(1,I)$ ($I=1,NF$), son examinados para encontrar los valores máximos y mínimos. Es

tos datos son escalados a fin de cubrir un rango de 0-100. El proceso es luego repetido para la segunda función a ser graficada, que consiste en datos almacenados en el arreglo `DELTA(I)` ($I=1,NF$), etc. La variable `NS` es luego igualada a 100. Finalmente se escriben los datos de los valores máximos y mínimos y el factor de escala para cada función a ser graficada. Desde este punto la operación de la subrutina es la misma in de ferentemente si se utiliza el escalamiento automático de datos o no. El resto del procedimiento se explicará más claramente por medio del diagrama de flujo de la subrutina.

6.11.4 Diagrama de flujo

En las páginas subsiguientes se muestra el diagrama de flujo sim plificado de la subrutina `GRAFIC`.





CAPITULO 7

ENTRADAS Y SALIDAS DEL PROGRAMA

En el presente capítulo se describirá la forma de obtener los datos que requiere el programa de estabilidad transiente, a partir del diagrama unifilar del sistema de potencia en estudio. Se presenta además una hoja de datos para facilitar la disposición de la entrada de los mismos y, finalmente, se describe la forma en que el programa imprime los resultados.

7.1 Consideraciones generales

Los requerimientos básicos para realizar un estudio de estabilidad transiente de un sistema de potencia pueden resumirse en los siguientes puntos:

1. Un estudio de flujo de carga del sistema en su estado pretransiente a fin de determinar la potencia mecánica P_m de los generadores y calcular la magnitud y ángulo del voltaje tras la reactancia transiente $E_i \left| \delta_{i_0} \right.$ de cada máquina.
2. Datos del sistema
 - a) La constante de inercia H y la reactancia transiente de eje directo x'_d para todos los generadores.
 - b) Las impedancias del sistema para las condiciones iniciales del mismo y las subsecuentes conexiones para las diferentes operaciones tales como despeje de falla y recierre de interruptores.

- c) El tipo y localización del disturbio, tiempo de interrupción y el tiempo máximo para el cual se desea obtener una solución.

7.2 Entrada de datos

7.2.1 Preparación de los datos

El primer paso para proceder a efectuar el estudio de estabilidad consiste en disponer de un diagrama unifilar del sistema en estudio en donde se muestren todos los componentes importantes del sistema. Se asigna entonces números secuenciales a las líneas y barras, partiendo con el número 1. Cabe indicar que, a más de las barras externas propias del sistema, se crean nuevas barras tras la reactancia transiente de cada generador. Es importante identificar correctamente el número de cada barra y línea en el diagrama unifilar. Las barras internas deben tomar siempre los valores iniciales seguidas por las barras de generación respectivas. En cuanto a las líneas del sistema, deben ser identificadas así mismo en forma ordenada, comenzando por las líneas que tienen una barra interna como barra inicial, seguidas de las líneas que presentan transformadores y finalmente las demás líneas del sistema.

El gráfico (7.2.1b) presenta la forma de identificar las barras y líneas de un sistema en particular representado en el diagrama unifilar de la figura (7.2.1a)

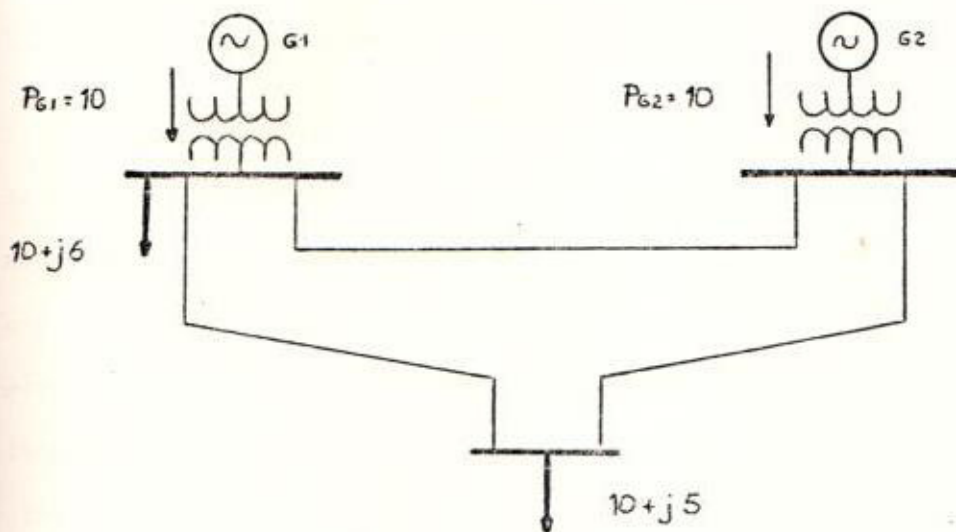


Fig. 7.2. 1a Diagrama unifilar de un sistema de potencia

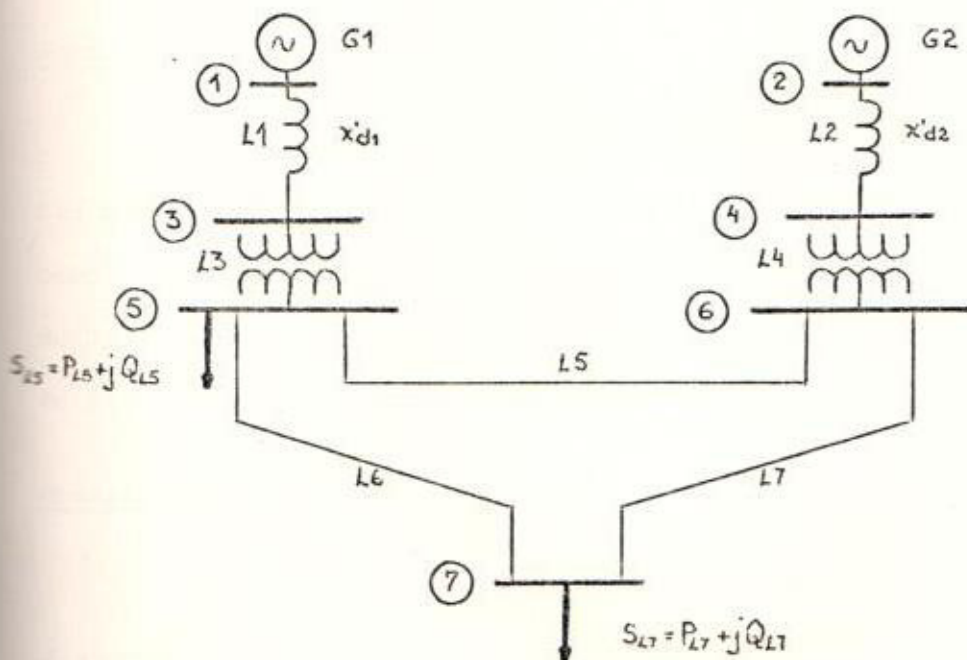


Fig. 7.2. 1b Identificación de las barras y líneas del sistema para la entrada de datos al programa de estabilidad.

7.2.2 Descripción de la hoja de datos

En el capítulo 6 se describió el formato de lectura de los datos de entrada al programa y además, el orden de digitación de los mismos. Mencionamos en primer lugar que los datos deben escribirse separados por una coma sin necesidad de especificar las columnas que ocupa cada uno de ellos, puesto que se está usando un formato libre de lectura. Por otro lado, cuando se escribe un grupo de datos, el último de ellos no debe llevar la coma al final, debiendo escribirse un nuevo grupo de datos, si los hay, en una nueva línea.

En cuanto a la información requerida para cada elemento del sistema tenemos:

Generadores

Para los generadores deben especificarse su resistencia y reactancia transiente (en p.u.), su constante de inercia (en segundos) y la potencia de generación (en p.u.), siempre y cuando no se trate del generador conectado a la barra de oscilación, en cuyo caso la potencia debe tomar un valor igual a cero.

Transformadores

En cada transformador se debe especificar la correspondiente resistencia y reactancia dada en por unidad, tomando como base la establecida para el sistema en estudio. Así mismo, se especifica la posición del tap para cada uno de ellos.

Alimentadoras o líneas

Se deben especificar la longitud de la línea y la impedancia en p.u. por unidad de longitud, además de la carga propia de la línea dada en valores de admitancia en por unidad.

A continuación vamos a resumir el orden de digitación de los datos de entrada que requiere el programa y complementaremos esta información anexando una hoja de datos para el sistema de la fig. 7.2.1

- a) Datos generales del sistema: número de generadores, número de transformadores, número de barras, número de líneas, factor de error, máximo número de iteraciones en el proceso del flujo de carga, barra de oscilación, factor de aceleración, MVA base del sistema y valor clave que servirá para establecer si se corre sólo el flujo de carga del sistema (clave 0) ó si se realiza además, el análisis de estabilidad del mismo (clave 1).
- b) Datos de líneas y transformadores
- c) Datos de voltajes asumidos en cada una de las barras para iniciar el flujo de carga del sistema.
- d) Datos de las cargas en cada barra.
- e) Datos de potencia generada en cada barra. (Para la barra de oscilación se parte con un valor de potencia igual a cero)
- f) Resistencia y reactancia transiente de cada generador.

- g) Identificación de la línea en la cual se va a simular una falla trifásica, barra cercana a la falla y barra opuesta a la falla.
- h) Datos de la constante de inercia de los generadores.
- i) Datos y parámetros requeridos para simular una falla en el sistema; tiempo de inicio de la falla; frecuencia del sistema; incremento de tiempo; tiempo final de análisis de estabilidad; tiempo de despeje de la falla; valor clave que indicará si la falla se despeja al operar los interruptores de la línea y sacarla de servicio (clave 1), ó si se repone el sistema por sí solo (clave 2); generador de referencia; tipo de falla que se simulará: Falla trifásica cercana a una barra (falla 1) ó pérdida de generación (falla 2); generador que sale súbitamente de servicio si se considera el último tipo de falla.
- j) Títulos generales, cada uno de los cuales puede ocupar hasta 48 columnas de la hoja de datos, comenzando por la columna 1. En nuestro caso tenemos 5 filas de títulos.

Los datos generales requeridos para el sistema de la fig. 7.2.1 se dan a continuación:

Líneas: La impedancia de cada línea es igual a $0.010 + j0.085$ p.u. y la carga de la línea es $j0.176$ p.u. Se considera una base de 100 MVA

Transformadores: Presentan una reactancia igual a $j0.0576$ con el tap colocado en la posición 1.

- Secuencia de falla: 1. El generador G1 es disparado y permanecerá desconectado de la red por un período de $T=0.10$ seg.
2. Al cumplirse el tiempo T, el generador G1 vuelve a entrar en servicio.

7.2.3 Entrada al sistema 34 de la ESPOL

La forma de ingresar los datos en el sistema S/34 es creando un procedimiento mediante la siguiente instrucción:

SEU nombre del procedimiento, P,,, nombre de la librería donde se encuentra el programa principal

Se pulsa entonces la tecla ENTER y aparece en la pantalla la primera línea a ser digitada. Luego de cada línea digitada, se deberá presionar la tecla ENTER. Antes de comenzar a digitar los datos de entrada es necesario introducir 2 líneas de control a fin de cargar el procedimiento creado al programa principal (en nuestro caso LDFLOW), tal como indicamos a continuación:

// LOAD LDFLOW

// RUN



Datos de entrada



7.3 Descripción de formatos de resultados

La primera hoja de salida del programa corresponde a la descripción general del sistema de potencia en estudio. Se especifican así mismo los diversos parámetros y elementos que intervienen en la simulación de falla en el sistema. Luego se presentan los datos de líneas y transformadores de la red y a continuación los resultados del flujo de carga del sistema: voltajes en cada barra, flujo de potencia entre barras, potencia generada existente y los voltajes tras la reactancia transiente de cada generador.

Las siguientes hojas presentan las matrices admitancia de barra para la red reducida para cada una de las condiciones por las que atravieza el sistema (condiciones inicial, transiente y final).

Por último se obtienen los ángulos internos de cada generador y los ángulos relativos entre generadores en función del tiempo, con sus respectivos gráficos.

En el capítulo 8 se dará un ejemplo de un sistema real poniendo en práctica los conceptos e informaciones contenidas en este capítulo y se analizarán los resultados a fin de obtener las conclusiones respectivas.

PROBLEMA DE APLICACION

8.1 Descripción del sistema

El sistema de potencia que se va a utilizar en el estudio de estabilidad transiente corresponde al Sistema Nacional Interconectado (SNI). La configuración de este sistema, hasta mediados de 1981, comprende fundamentalmente las subestaciones y líneas necesarias para transportar y entregar la energía generada en Pisayambo, Guangopolo y Estero Salado, y está representada en la figura (8.1). El área de servicio del Proyecto Guangopolo corresponde al Centro Norte del País; la Central de Guangopolo suministra su energía a la Empresa Eléctrica Quito en la subestación La Vicentina; la generación de Estero Salado abastece el mercado de Guayaquil. Esta última generación, debido a su ubicación en el centro de consumo, que es la provincia del Guayas, se entrega directamente a EMELEC en barras de 69 KV a través de una subestación de elevación de 13.8/69 KV acoplada a la Central.

El sistema en estudio está conformado por las siguientes subestaciones y líneas de transmisión:

SUBESTACIONES

a) Pucará (Pisayambo)

Esquema en 138KV: Barra principal y transferencia con 5 posiciones

Número de entradas: En 138KV; dos con cable aislado

Número de salidas: En 138KV; dos (hacia Quito y Ambato)

b) La Vicentina (Quito)

Esquema en 138KV : Barra principal y transferencia con 6 posiciones
Capacidad : Dos transformadores 138/46/13.8KV con conexión
estrella/estrella/delta OA 33/33/11 MVA c/u
FA 43/43/14 MVA c/u
Número de entradas : En 138KV; una desde Pucará
Número de salidas : En 46KV; dos para entregar la energía a la E.E.
Quito
En 138KV; una hacia Ibarra

c) Ambato

Esquema en 138KV : Barra principal y transferencia con 2 posiciones
Esquema en 69KV : Barra principal y transferencia con 3 posiciones
Capacidad : Un auto transformador 138/69/13.8KV; conexión
estrella/estrella/delta OA 33/33/11 MVA
FA 43/43/14 MVA
Número de entradas : En 138KV; una desde Pucará
Número de salidas : En 69KV; tres líneas (una a Latacunga y dos ha
cia Ambato)

d) Ibarra

Esquema en 138KV : Barra principal y transferencia con 3 posiciones
Esquema en 34.5KV : Barra simple con 3 posiciones
Capacidad : Un transformador 138/34.5/13.8KV conexión
estrella/estrella/delta OA/FA 30/39 MVA
Número de entradas : En 138KV; una desde Quito

Número de salidas : Dos en 34.5KV; una a Ibarra y otra a Otavalo

e) Sta. Rosa

Esquema en 138KV : Barra principal y transferencia con 7 posiciones

Capacidad : Un transformador 138/69/13.8KV conexión
estrella/estrella/delta OA 45/45/15 MVA

FA 60/60/20 MVA

FOA 80/80/26.7 MVA

Número de entradas : En 138KV; dos líneas desde Quevedo, una línea desde Pucará

Número de salidas : En 138KV; dos líneas hacia La Vicentina

f) Quevedo

Esquema en 138KV : Barra principal y transferencia con 4 posiciones

Esquema en 69KV : Barra principal y transferencia con 4 posiciones

Capacidad : Un transformador 138/69/13.8KV conexión
estrella/estrella/delta OA 20/20/6.6. MVA

FA 26/26/8.8 MVA

Número de entradas : En 138KV; dos desde Pascuales

Número de salidas : En 138KV; dos hacia Sta. Rosa

g) Salitral (Guayaquil)

Esquema en 138KV : Barra principal y transferencia con 4 posiciones

Capacidad : Cuatro auto transformadores 138/69/13.8KV
conexión estrella/estrella/delta OA 30/30/10
MVA c/u; FOA 50/50/16 MVA c/u

Número de entradas : En 69KV, entra la energía de la Central El Sa
lital

Número de salidas : En 138KV; dos hacia Pascuales

LINEAS DE TRANSMISION

a) Pucará (Pisayambo) - La Vicentina (Quito)

Voltaje : 138KV
Número de Circuitos : 1
Conductor : 477 MCM; ACSR
Longitud : 107 km

b) Pucará (Pisayambo) - Ambato

Voltaje : 138KV
Número de circuitos : 1
Conductor : 477 MCM; ACSR
Longitud : 30 km

c) Guangopolo - La Vicentina

Voltaje : 138KV
Número de circuitos : 1
Conductor : 477 MCM; ACSR
Longitud : 7 km

d) La Vicentina (Quito) - Ibarra

Voltaje : 138KV
Número de circuitos : 2 (actualmente está construido 1 circuito)
Conductor : 477 MCM; ACSR
Longitud : 80 km

e) Pascuales (Guayaquil) - Sta.Rosa (Quito)

Voltaje : 230KV (actualmente trabaja a 138KV)
Número de circuitos : 2
Conductor : 1113 MCM; ACSR
Longitud : 144.4 km Pascuales-Quevedo
104.7 km Quevedo-Sto.Domingo
77.7 km Sto.Domingo-Sta.Rosa
326.8 km total
Zonas : 1:277 km
2:50 km

f) Salitral - Pascuales

Voltaje : 138KV
Número de circuitos : 2
Conductor : 477 MCM; ACSR
Longitud : 17 km

Vamos a basarnos en el diagrama unifilar representado en la figura 8.2 para analizar la estabilidad del sistema en estudio.

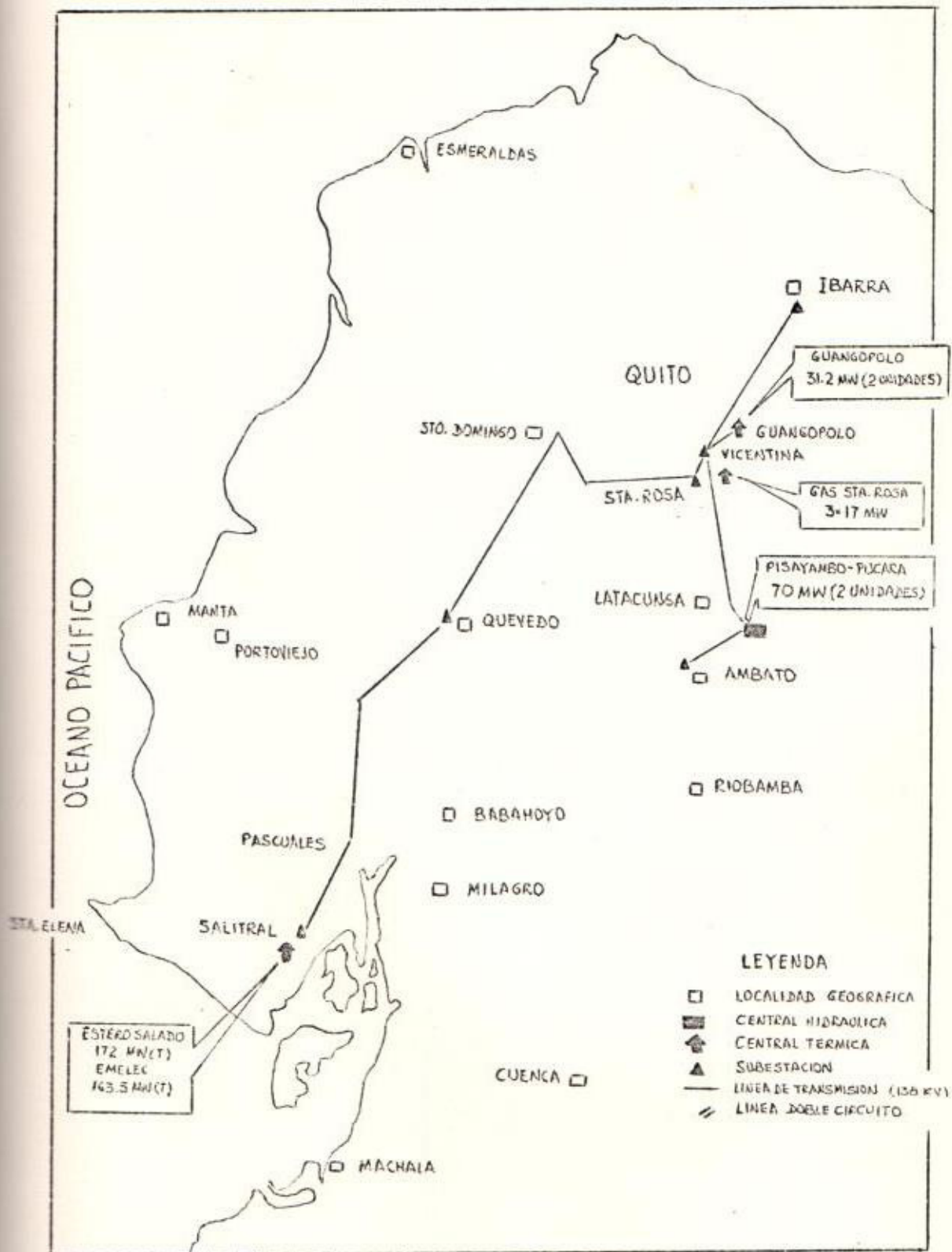


Fig. 8.1 Sistema Nacional en operación a mediados de 1981

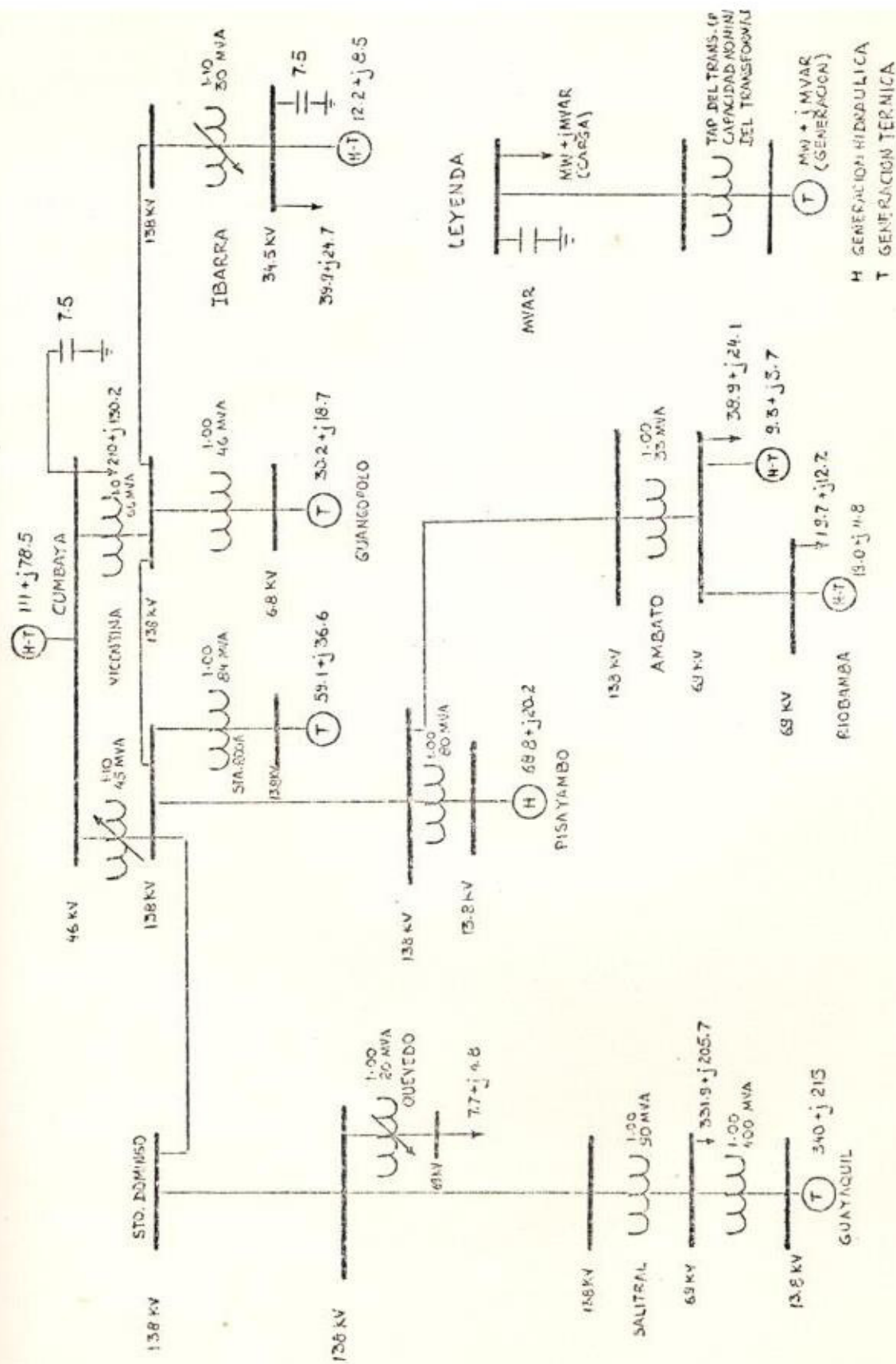


Fig. 8.2 Diagrama unifilar simplificado del Sistema Nacional Interconectado a mediados de 1981

8.2 Datos de Entrada

Tal como se indicó en el capítulo anterior, es necesario identificar correctamente de manera secuencial las barras y líneas del sistema en estudio, como paso previo en la preparación de los datos de entrada al programa de estabilidad transiente. De esta manera se representa en la fig. 8.3 el diagrama unifilar debidamente identificado.

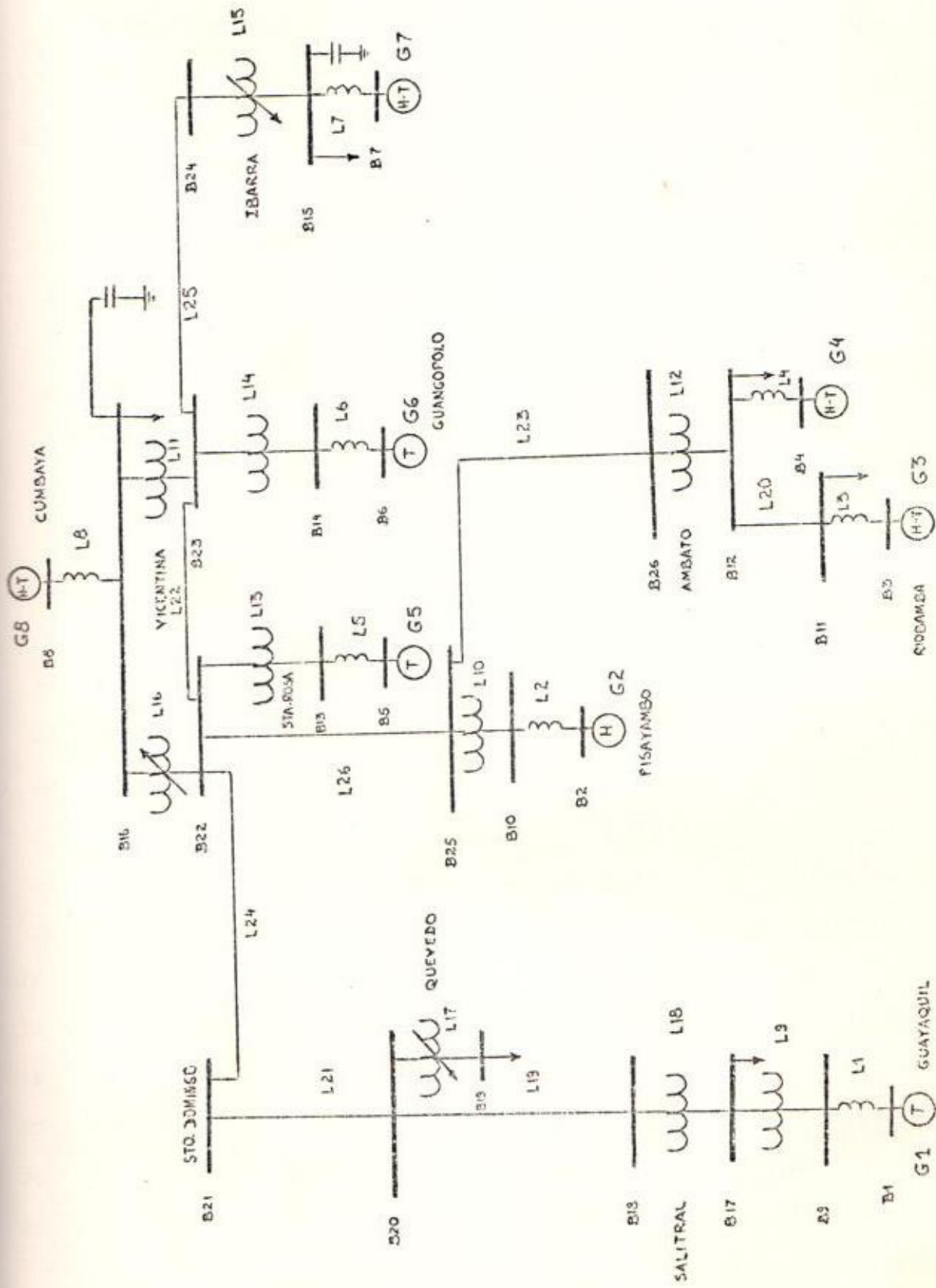


Fig. 8.3 Diagrama unifilar del Sistema en estudio con la identificación de las barras y líneas para la entrada de datos al programa de estabilidad

A continuación, se presentan los datos de líneas y transformadores del sistema de la fig. 8.3 tomando una base de 100 MVA:

<u>LINEA</u>	<u>BI</u>	<u>BF</u>	<u>R(PU)</u>	<u>X(PU)</u>	<u>BC/2</u>	<u>TAP</u>	<u>LIMITES-TAP</u>	
							<u>TMIN</u>	<u>TMAX</u>
1	1	9	0.0	0.0493	0.0			
2	2	10	0.0	0.2750	0.0			
3	3	11	0.0	0.4080	0.0			
4	4	12	0.0	0.4080	0.0			
5	5	13	0.0	0.1830	0.0			
6	6	14	0.0	0.2760	0.0			
7	7	15	0.0	0.4080	0.0			
8	8	16	0.0	0.1500	0.0			
9	9	17	0.0	0.0181	0.0	1.0		
10	10	25	0.0	0.1275	0.0	1.0		
11	16	23	0.0	0.1075	0.0	1.0		
12	12	26	0.0	0.1666	0.0	1.0		
13	13	22	0.0	0.1143	0.0	1.0		
14	14	23	0.0	0.2206	0.0	1.0		
15	15	24	0.0	0.2890	0.0	1.0	0.90	1.10
16	16	22	0.0	0.1925	0.0	1.0	0.90	1.10
17	19	20	0.0	0.3971	0.0	1.0	0.90	1.10
18	17	18	0.0	0.0496	0.0	1.0		
19	18	20	0.0284	0.2011	0.1080			
20	11	12	0.1679	0.4102	0.0036			
21	20	21	0.0162	0.12995	0.0704			

22	22	23	0.0064	0.02345	0.0116
23	25	26	0.0213	0.0782	0.0096
24	21	22	0.0121	0.0994	0.0508
25	23	24	0.0568	0.2087	0.0256
26	22	25	0.0757	0.2793	0.0338

Los datos de los generadores del sistema se dan en la tabla I.

TABLA I
DATOS GENERALES

GENERADOR	MVA DISPONIBLES	KV	FP	TIPO	x'_d	H
1	400	13.8	0.85	t	0.0493	20.42
2	73	13.8	0.95	h	0.2750	2.91
3	23	69	0.85	h-t	0.4080	2.03
4	23	69	0.85	h-t	0.4080	2.60
5	70	13.8	0.85	t	0.1830	7.54
6	36	6.8	0.85	t	0.2760	1.28
7	20	34.5	0.85	h-t	0.4080	2.03
8	170	46	0.85	h-t	0.1500	5.94

Nota: Los valores de x'_d están dados en base de 100 MVA

Las constantes de inercia H están dadas en segundos

h --- generación hidráulica

t --- generación térmica

Secuencia de falla: Se consideraron los 2 tipos de falla establecidos en el programa, esto es, falla trifásica en barras y pérdida de generación. La falla se despeja a los 5

ciclos (0.083 segundos) y, en el caso de una falla trifásica, puede ocurrir la apertura de la línea fallada o puede existir reposición del sistema.

8.3 Corrida del programa y resultados

Se ha tratado de hacer un estudio completo de la estabilidad transiente del sistema de la fig. 8.2 y para ello se corrió el programa para diversos casos. Los resultados de este estudio se resumen en la tabla II. Se ha considerado el caso básico cuando se tiene la máxima demanda de carga en el sistema.

Puesto que no es posible presentar la salida de todas las corridas del programa, sin embargo, se ha creído conveniente considerar uno de los casos analizados e incluirlo al final de este capítulo.

Con referencia a los gráficos de los ángulos internos de cada generador, es necesario indicar que la notación empleada para representar cada unidad es la siguiente:

G	----	generador	equivalente	planta	Guayaquil
P	----	"	"	"	Pisayambo
R	----	"	"	"	Riobamba
A	----	"	"	"	Ambato
S	----	"	"	"	Sta. Rosa
Q	----	"	"	"	Guangopolo (Quito)
I	----	"	"	"	Ibarra
C	----	"	"	"	Cumbayá

TABLA II

RESUMEN DE CASOS

CASO	CONDICION INICIAL	FALLA DE BARRA	TIPO DE FALLA	DURACION DE FALLA	OPERACION DE LINEA	COMENTARIO
1	Caso básico	9	trifásica	5 ciclos	9-17 ABRE	Falla cerca de Guayaquil. las unidades pierden el sincronismo. Sistema muy inestable en Riobamba sale de sincronismo
2	Caso básico	9	"	"	9-17 RECIERRE	Falla cerca de Salitral Sistema inestable
3	Caso básico	17	"	"	17-18 ABRE	Generador de Riobamba sale de sincronismo bruscamente. Unidad de Pisayambo pierde el sincronismo en forma gradual. Sistema inestable.
4	Caso básico	17	"	"	17-18 RECIERRE	Falla cerca de Salitral. Se pierde la estabilidad del sistema.
5	Caso básico	18	"	"	18-17 ABRE	Unidades de Riobamba y Pisayambo salen de sincronismo; la pérdida es brusca y la segunda es gradual.
6	Caso básico	18	"	"	18-17 RECIERRE	

CASO	CONDICION INICIAL	FALLA DE BARRA	TIPO DE FALLA	DURACION DE FALLA	OPERACION DE LINEA	COMENTARIO
7	Caso básico	19	trifásica	5 ciclos	19-20 ABRE	Falla cerca de Quevedo. Sistema relativamente estable.
8	Caso básico	19	"	"	19-20 RECIERRE	Sistema relativamente estable
9	Caso básico	20	"	"	20-18 ABRE	Falla en línea Quevedo-Sa- tral (barra de Quevedo). Todas las unidades pierden sincronismo. Sistema muy table.
10	Caso básico	20	"	"	20-18 RECIERRE	Unidad de Riobamba sale sincronismo.
11	Caso básico	21	"	"	21-22 ABRE	Generador de Riobamba pierde bruscamente el sincronismo Generador de Pisayambo ti- a salir de sincronismo gr- mente.
12	Caso básico	21	"	"	21-22 RECIERRE	Unidad de Riobamba pierde el sincronismo.

CASO	CONDICION INICIAL	FALLA DE BARRA	TIPO DE FALLA	DURACION DE FALLA	OPERACION DE LINEA	COMENTARIO
13	Caso básico	22 (Línea 26)	trifásico	5 ciclos	22-25 ABRE	Falla cerca de Sta. Rosa. Unidades de Pisayambo, Riobamba y Ambato pierden el sincronismo.
14	Caso básico	22	"	"	22-25 RECIERRE	Generador de Riobamba pierde bruscamente el sincronismo. Unidad de Ambato tiende a salir gradualmente de sincronismo.
15	Caso básico	23 (Línea 11)	"	"	23-16 ABRE	Falla cerca de La Vicentina. Unidades de Pisayambo y Riobamba salen de sincronismo.
16	Caso básico	23	"	"	23-16 RECIERRE	Igual que caso 14
17	Caso básico	24 (Línea 25)	"	"	24-23 ABRE	Falla cerca de Ibarra. Unidades de Ibarra y Riobamba pierden el sincronismo.
18	Caso básico	24	"	"	24-23 RECIERRE	Unidad de Riobamba sale de sincronismo.
19	Caso básico	16 (Línea 16)	"	"	16-22 ABRE	Falla cerca de Cumbayá. Unidades de Riobamba y Pisayambo pierden el sincronismo brusca y gradualmente respectivamente

CASO	CONDICION INICIAL	FALLA DE BARRA	TIPO DE FALLA	DURACION DE FALLA	OPERACION DE LINEA	COMENTARIO
20	Caso básico	16 (Línea 16)	trifásica	5 ciclos	16-22 RECIERRE	Igual que caso anterior
21	Caso básico	16 (Línea 11)	"	"	16-23 ABRE	Falla cerca de La Vicentina. Unidades de Pisayambo y Riobamba pierden el sincronismo.
22	Caso básico	16 (Línea 11)	"	"	16-23 RECIERRE	Generador de Riobamba sale bruscamente de sincronismo. Generador de ambato pierde sincronismo en forma gradual.
23	Caso básico	13	"	"	13-22 ABRE	Falla cerca de Sta. Rosa. Unidades de Sta. Rosa y Riobamba pierden el sincronismo.
24	Caso básico	13	"	"	13-22 RECIERRE	Unidad de Riobamba sale de sincronismo.
25	Caso básico	14	"	"	14-23 ABRE	Falla cerca de Guangopolo. Unidad de Guangopolo sale de sincronismo. Unidad de Riobamba tiende a salir de sincronismo en forma gradual.
26	Caso básico	14	"	"	14-23 RECIERRE	Unidad de Riobamba pierde el sincronismo.

CASO	CONDICION INICIAL	FALLA DE BARRA	TIPO DE FALLA	DURACION DE FALLA	OPERACION DE LINEA	COMENTARIO
27	Caso básico	15	trifásica	5 ciclos	15-24 ABRE	Falla cerca de Ibarra. Unidades de Ibarra y Riobamba pierden el sincronismo.
28	Caso básico	15	"	"	15-24 RECIERRE	Unidad de Riobamba pierde el sincronismo.
29	Caso básico	25 (Línea 23)	"	"	25-26 ABRE	Unidades de Ambato y Riobamba pierden el sincronismo.
30	Caso básico	25	"	"	25-26 RECIERRE	Generador de Riobamba sale de sincronismo.
31	Caso básico	10	"	"	10-25 ABRE	Falla cerca de Pisayambo. Unidades de Pisayambo sale de sincronismo.
32	Caso básico	10	"	"	10-25 RECIERRE	Generador de Riobamba pierde el sincronismo.
33	Caso básico	26	"	"	26-25 ABRE	Falla cerca de Ambato. Unidades de Ambato y Riobamba salen de sincronismo.

CASO	CONDICION INICIAL	FALLA DE BARRA	TIPO DE FALLA	DURACION DE FALLA	OPERACION DE LINEA	COMENTARIO
34	Caso básico	26	trifásica	5 ciclos	26-25 RECIERRE	Unidad de Riobamba pierde brusca- mente el sincronismo. Unidad de Ambato tiende a salir de sincro- nismo en forma gradual.
35	Caso básico	12 (Línea 12)	"	"	12-26 ABRE	Falla cerca de Ambato. Unidades de Ambato y Riobamba salen de sincronismo.
36	Caso básico	12	"	"	12-26 RECIERRE	Unidad de Riobamba pierde el sincronismo.
37	Caso básico	11	"	"	11-12 ABRE	Falla cerca de Riobamba. Unidad de Riobamba sale de sincronismo
38	Caso básico	11	"	"	11-12 RECIERRE	Generador de Riobamba pierde sincronismo.
39	Caso básico	22 (Línea 22)	"	"	22-23 ABRE	Unidades de Pisayambo, Ambato y Riobamba salen de sincronismo. Sistema Inestable.
40	Caso básico	22	"	"	22-23 RECIERRE	Unidad de Riobamba sale de sin- cronismo bruscamente. Unidad de Ambato en forma gradual.

CASO	CONDICION INICIAL	FALLA DE BARRA	TIPO DE FALLA	DURACION DE FALLA	OPERACION DE LINEA	COMENTARIO
41	Caso básico	-----	Pérdida de generación	5 ciclos	-----	Salida de servicio planta de Pisayambo. Unidad de Riobamba sale de sincronismo.
42	Caso básico	-----	"	"	-----	Salida de servicio planta de Riobamba. Generador de Riobamba pierde el sincronismo.
43	Caso básico	-----	"	"	-----	Salida de servicio planta de Ambato. Unidad de Ambato tiende a perder el sincronismo en forma gradual; unidad de Riobamba lo pier de bruscamente.
44	Caso básico	-----	"	"	-----	Salida de servicio de planta de Sta.Rosa. Generador de Riobamba sale de sincronismo.
45	Caso básico	-----	"	"	-----	Salida de servicio planta de Guangopolo. Generador de Riobamba sale de sincronismo.
46	Caso básico	-----	"	"	-----	Salida de servicio planta de Ibarra. Unidad de Riobamba pierde el sincronismo.

CASO	CONDICION INICIAL	FALLA DE BARRA	TIPO DE FALLA	DURACION DE FALLA	OPERACION DE LINEA	COMENTARIO
47	Caso básico	----	Pérdida de generación	5 ciclos	----	Salida de servicio planta de Cumbayá. Unidad de Riobamba sale de sincronismo.
48	Caso básico	----	"	"	----	Salida de servicio planta de Guayaquil. Unidad de Riobamba pierde el sincronismo bruscamente. Pisayambo lo hace en forma <u>gr</u> dual.

8.4 Interpretación de los resultados

Antes de analizar los resultados obtenidos, cabe indicar que ha sido necesario considerar algunas simplificaciones importantes en el Sistema Nacional previo al estudio de estabilidad, debido a las limitaciones que presenta el programa en cuanto a su capacidad de memoria, tal como indicáramos en la sección 6.1. Sin embargo, queda establecido que el programa puede adaptarse a un computador de mayor capacidad, siendo posible realizar un estudio de estabilidad más detallado y real del Sistema Nacional con la seguridad de que se obtendrán resultados satisfactorios.

Analizando los resultados del estudio de estabilidad del sistema de la fig.8.2 podemos obtener ciertas conclusiones interesantes. Para casi la mayoría de los casos considerados, el generador equivalente de la planta de Riobamba pierde el sincronismo, ya sea bruscamente, en unos casos, o en forma gradual, en otros. Es evidente que esta unidad es muy sensible a cualquier perturbación que se produzca en el sistema. Lo propio se puede decir, aunque en menor grado, de la unidad de Pisayambo.

Es necesario, por tanto, tomar ciertas medidas correctivas con el fin de mejorar la estabilidad del generador de Riobamba, lo cual implicará a su vez, un aumento de la estabilidad de todo el sistema. Es importante anotar que estas medidas serán empleadas sólo con fines ilustrativos para este trabajo, puesto que el sistema en estudio tiene su configuración ya establecida, y alguna medida que involucre ciertos cambios en los generadores o líneas del sistema puede representar una gran desventaja por razones económicas.

No es recomendable sacar de servicio esta unidad ante cualquier disturbio, puesto que, en primer lugar, se dejaría sin servicio eléctrico a ciertas zonas integradas al sistema, ya que, ante esta eventualidad, se ría necesario rechazar carga para evitar que el resto de unidades se sobrecarguen y pueda ocurrir un colapso total del sistema. A más de ello, se originarían posteriormente problemas de operación en la resincronización de esta unidad al resto del sistema y en la recuperación de la carga.

En vista de ello, se analizaron diversos casos aumentando la velocidad de operación de los interruptores a 3 ciclos, como primera medida correctiva para mejorar la estabilidad del sistema. Se obtuvieron mejores resultados, pero sin embargo, la unidad de Riobamba, seguía presentando cierta tendencia a perder el sincronismo ante cualquier perturbación. Otros medios para mejorar la estabilidad fueron empleados, tales como colocar una carga resistiva cerca de la barra de generación de Riobamba a fin de obtener una mayor amortiguación de las oscilaciones originadas al ocurrir un disturbio en el sistema, o conectar capacitores en serie con la línea de transmisión que llega a la barra antes mencionada para aumentar la potencia máxima transmitida y con ello permitir una mayor oscilación de la unidad de Riobamba desde su posición original antes de que alcance el límite de estabilidad transitoria. Finalmente, se aumentó la constante de inercia del generador equivalente de Riobamba, siendo ésta la medida con la que se obtuvieron resultados bastantes satisfactorios, ya que se mejoró notablemente la estabilidad del sistema.

ANALISIS DE ESTABILIDAD TRANSIENTE
 DE UN SISTEMA DE POTENCIA

RESOLUCION DE LA ECUACION DE OSCILACION MEDIANTE EL METODO
 DE RUNGE-KUTTA DE CUARTO ORDEN

DESCRIPCION DEL SISTEMA

NUMERO DE GENERADORES 8
 NUMERO DE TRANSFORMADORES 10
 NUMERO DE BARRAS 18
 NUMERO DE LINEAS 18

SIMULACION DE FALLA EN EL SISTEMA

TIPO DE FALLA : TRIFASICA-CERCANA A BARRA

LINEA FALLADA : 11

BARRA CERCANA A LA FALLA : 16

BARRA OPUESTA A LA FALLA : 23

TIEMPO DE DESPEJE DE FALLA : 0.0830 SEG.

CONTINGENCIA 1 : LA FALLA ES DESPEJADA AL OPERAR LAS PROTECCIONES DE LA LINEA 11
 ESTA LINEA QUEDA FUERA DE SERVICIO AL CUMPLIRSE EL TIEMPO DE DESPEJE DE FALLA

BARRAS 16
 LINEAS 16
 GENERADORES 8
 TRANSFORMADORES 10
 FACTOR DE ERROR EPS 0.00010
 MAXIMO NUMERO DE ITERACIONES 500
 BARRA DE OSCILACION 9
 FACTOR DE ACELERACION 1.50
 MVA BASE 100

DATOS DE LINEAS(P.U.)

LINEA	BI	BF	LONGITUD	ADMITANCIA PARALELO	G	B	R	X	IMPEDANCIA SERIE	TAP
1	1	9					0.00000	0.04930J		
2	2	10					0.00000	0.27500J		
3	3	11					0.00000	0.40800J		
4	4	12					0.00000	0.40800J		
5	5	13					0.00000	0.118300J		
6	6	14					0.00000	0.27600J		
7	7	15					0.00000	0.40800J		
8	8	16					0.00000	0.115000J		
9	9	17					0.00000	0.01610J		1.000
10	10	25					0.00000	0.12750J		1.000
11	16	23					0.00000	0.10750J		1.000
12	12	26					0.00000	0.16660J		1.000
13	13	22					0.00000	0.11430J		1.000
14	14	23					0.00000	0.22060J		1.000
15	15	24					0.00000	0.28900J		1.100
16	16	22					0.00000	0.19250J		1.100
17	19	20					0.00000	0.39710J		1.000
18	17	18					0.00000	0.06950J		1.000
19	18	20	1.0				0.00000	0.06950J		1.000
20	11	12	1.0				0.16790	0.20110J		1.000
21	20	21	1.0				0.01620	0.41020J		1.000
22	22	23	1.0				0.00640	0.12995J		1.000
23	25	26	1.0				0.02130	0.02345J		1.000
24	21	22	1.0				0.01210	0.07820J		1.000
25	23	24	1.0				0.05490	0.09940J		1.000
26	22	25	1.0				0.07570	0.20870J		1.000
							0.00000	0.27930J		1.000

VOLTAJES ESPECIFICADOS DE BARRAS
 BARRA MAGNITUD ANGULO
 (P.U.) (GRADOS)

9	1.025000	0.00000
10	1.02000	0.00000
11	1.00000	0.00000
12	1.00000	0.00000
13	1.02000	0.00000
14	1.02500	0.00000
15	1.00000	0.00000
16	1.00000	0.00000
17	1.00000	0.00000
18	1.00000	0.00000
19	1.00000	0.00000
20	1.00000	0.00000
21	1.00000	0.00000
22	1.00000	0.00000
23	1.00000	0.00000
24	1.00000	0.00000
25	1.00000	0.00000
26	1.00000	0.00000

DEMANDA DE CARGA EN BARRAS(P.U.)

BARRA	P	D
9	0.00000	0.00000
10	0.00000	0.00000
11	0.10700	0.12200
12	0.36900	0.24100
13	0.00000	0.00000
14	0.00000	0.00000
15	0.39900	0.17200
16	2.10000	1.22700
17	3.31000	2.05700
18	0.00000	0.00000
19	0.07000	0.04800
20	0.00000	0.00000
21	0.00000	0.00000
22	0.00000	0.00000
23	0.00000	0.00000
24	0.00000	0.00000
25	0.00000	0.00000
26	0.00000	0.00000

POTENCIA GENERADA EXISTENTE (P.U.)

BARRA	P	Q
9	0.00000	0.00000
10	0.68800	0.20000
11	0.19600	0.11600
12	0.09300	0.06700
13	0.59100	0.30500
14	0.30200	0.15500
15	0.12200	0.08500
16	1.11600	0.78500
17	0.00000	0.00000
18	0.00000	0.00000
19	0.00000	0.00000
20	0.00000	0.00000
21	0.00000	0.00000
22	0.00000	0.00000
23	0.00000	0.00000
24	0.00000	0.00000
25	0.00000	0.00000
26	0.00000	0.00000

VALORES DE POTENCIA NETA EN BARRAS (P.U.)

BARRA	P	Q
9	0.00000	0.00000
10	0.68900	0.20000
11	-0.00700	-0.00400
12	-0.29500	-0.17400
13	0.59100	0.30500
14	0.30200	0.15500
15	-0.77600	-0.09700
16	-0.99000	-0.44200
17	-3.31000	-2.05700
18	0.00000	0.00000
19	-0.07700	-0.04800
20	0.00000	0.00000
21	0.00000	0.00000
22	0.00000	0.00000
23	0.00000	0.00000
24	0.00000	0.00000
25	0.00000	0.00000
26	0.00000	0.00000

LA TECNICA ITERATIVA DE GAUSS-SEIDEL CONVERGIO EN 91 ITERACIONES

BARRA	VOLTAJE (P.U.)	MAGNITUD (P.U.)	ANGULO (GRADOS)
9	1.05000	0.00000J	0.00000
10	1.03506	0.11436J	6.30504
11	0.96605	-0.06555J	-2.69971
12	0.96761	-0.04273J	-2.53165
13	1.03116	-0.01292J	-0.71777
14	1.02675	-0.02770J	-1.54553
15	0.99195	-0.23907J	-13.61129
16	0.98031	-0.15701J	-9.09462
17	1.01277	-0.05070J	-3.31692
18	1.02055	-0.06316J	-3.55284
19	1.00543	-0.11023J	-6.25683
20	1.02743	-0.05225J	-4.57698
21	1.01690	-0.08122J	-4.56726
22	0.99659	-0.07891J	-4.47611
23	0.99168	-0.09165J	-5.29062
24	0.94758	-0.14062J	-8.44103
25	1.01932	0.02706J	1.56918
26	0.99929	0.00796J	0.45664

 DATOS DE GENERACION

CONSTANTE DE INERCIA REACTANCIA TRANSIENTE
 (SEGUNDOS) (P.U.)

GENERADOR 1	20.420	0.0493
GENERADOR 2	2.910	0.2750
GENERADOR 3	2.030	0.4080
GENERADOR 4	2.600	0.4080
GENERADOR 5	7.540	0.1430
GENERADOR 6	1.280	0.2760
GENERADOR 7	2.030	0.4080
GENERADOR 8	5.940	0.1500

 POTENCIA GENERADA EXISTENTE

	P	Q
GENERADOR 1	3.4050A	2.15952J
GENERADOR 2	0.69802	0.20038J
GENERADOR 3	0.19004	0.11809J
GENERADOR 4	0.09306	0.06726J
GENERADOR 5	0.59112	0.30538J
GENERADOR 6	0.30207	0.15520J
GENERADOR 7	0.12210	0.09516J
GENERADOR 8	1.11035	0.70564J

 VOLTAJES TRAS LA REACTANCIA TRANSIENTE DE GENERADORES

GEN	VOLTAJE	MAGNITUD	DELTA (GRADOS)
1	1.15139	0.15987J	1.1624
2	1.06770	0.30077J	1.1093
3	1.01959	0.03220J	1.0201
4	0.99765	-0.00407J	0.9977
5	1.00665	0.09129J	1.0905
6	1.07063	0.05231J	1.0719
7	1.03566	-0.20050J	1.0599
8	1.12445	-0.61019J	1.1245

7.90515
15.73237
1.80892
-0.27979
4.80225
2.79731
-10.95675
-0.51923

YGEN(1, 1) = 0.21564E+01 + J -0.13195E+01
YGEN(1, 2) = 0.97616E-02 + J 0.12249E+00
YGEN(1, 3) = -0.12179E-02 + J 0.29007E-01
YGEN(1, 4) = 0.74994E-02 + J 0.51127E-01
YGEN(1, 5) = 0.71357E-01 + J 0.17079E+00
YGEN(1, 6) = 0.33721E-01 + J 0.19360E+00
YGEN(1, 7) = 0.19472E-01 + J 0.99618E-01
YGEN(1, 8) = 0.12157E+00 + J 0.42659E+00
YGEN(2, 1) = 0.92636E-02 + J 0.12249E+00
YGEN(2, 2) = 0.10809E+00 + J -0.16740E+01
YGEN(2, 3) = 0.15841E-02 + J 0.20450E+00
YGEN(2, 4) = 0.74157E-01 + J 0.42743E+00
YGEN(2, 5) = -0.46014E-03 + J 0.23957E+00
YGEN(2, 6) = -0.26398E-02 + J 0.12985E+00
YGEN(2, 7) = 0.17228E-04 + J 0.57050E-01
YGEN(2, 8) = 0.24845E-01 + J 0.29213E+00
YGEN(3, 1) = -0.12194E-02 + J 0.29007E-01
YGEN(3, 2) = 0.15841E-02 + J 0.20450E+00
YGEN(3, 3) = 0.24183E+00 + J -0.10157E+01
YGEN(3, 4) = -0.53260E-02 + J 0.45572E+00
YGEN(3, 5) = -0.70707E-02 + J 0.58565E-01
YGEN(3, 6) = -0.42133E-02 + J 0.30411E-01
YGEN(3, 7) = -0.14551E-02 + J 0.15749E-01
YGEN(3, 8) = -0.22632E-02 + J 0.59262E-01
YGEN(4, 1) = 0.74994E-02 + J 0.61127E-01
YGEN(4, 2) = 0.74157E-01 + J 0.42743E+00
YGEN(4, 3) = -0.53260E-02 + J 0.45572E+00
YGEN(4, 4) = 0.14672E+00 + J -0.14954E+01
YGEN(4, 5) = 0.54904E-02 + J 0.12501E+00
YGEN(4, 6) = 0.17069E-02 + J 0.65104E-01
YGEN(4, 7) = 0.15735E-02 + J 0.33602E-01
YGEN(4, 8) = 0.19257E-01 + J 0.14573E+00
YGEN(5, 1) = 0.71357E-01 + J 0.37079E+00
YGEN(5, 2) = -0.65013E-03 + J 0.24957E+00
YGEN(5, 3) = -0.70707E-02 + J 0.58565E-01
YGEN(5, 4) = 0.54904E-02 + J 0.12501E+00
YGEN(5, 5) = 0.25740E-01 + J -0.26012E+01
YGEN(5, 6) = 0.37602E-01 + J 0.39752E+00
YGEN(5, 7) = 0.23644E-01 + J 0.20498E+00
YGEN(5, 8) = 0.17650E+00 + J 0.88341E+00
YGEN(6, 1) = 0.33721E-01 + J 0.19360E+00
YGEN(6, 2) = -0.26398E-02 + J 0.12985E+00
YGEN(6, 3) = -0.42193E-02 + J 0.30411E-01
YGEN(6, 4) = 0.17069E-02 + J 0.65104E-01
YGEN(6, 5) = 0.37602E-01 + J 0.39752E+00
YGEN(6, 6) = 0.34731E-01 + J -0.17268E+01
YGEN(6, 7) = 0.20985E-01 + J 0.14779E+00
YGEN(6, 8) = 0.12269E+00 + J 0.57174E+00
YGEN(7, 1) = -0.12179E-02 + J 0.29007E-01
YGEN(7, 2) = 0.17207E-04 + J 0.57090E-01
YGEN(7, 3) = -0.19551E-02 + J 0.15749E-01
YGEN(7, 4) = 0.15735E-02 + J 0.33602E-01
YGEN(7, 5) = 0.23643E-01 + J 0.20498E+00
YGEN(7, 6) = 0.20985E-01 + J 0.14779E+00
YGEN(7, 7) = 0.14911E+00 + J -0.98712E+00
YGEN(7, 8) = 0.69433E-01 + J 0.29394E+00
YGEN(8, 1) = 0.12157E+00 + J 0.42659E+00
YGEN(8, 2) = 0.24845E-01 + J 0.29213E+00
YGEN(8, 3) = -0.22632E-02 + J 0.69262E-01
YGEN(8, 4) = 0.19257E-01 + J 0.14573E+00
YGEN(8, 5) = 0.17650E+00 + J 0.88341E+00
YGEN(8, 6) = 0.12269E+00 + J 0.57174E+00
YGEN(8, 7) = 0.69433E-01 + J 0.29394E+00
YGEN(8, 8) = 0.57144E+00 + J -0.34534E+01

MATRIZ ADMITANCIA DE GENERADORES DEL SISTEMA FALLADO

YGEN(1. 1) = 0.21341E+01 + J -0.33755E+01
 YGEN(1. 2) = 0.18768E-02 + J 0.83322E-01
 YGEN(1. 3) = -0.18684E-02 + J 0.19411E-01
 YGEN(1. 4) = 0.28834E-02 + J 0.41698E-01
 YGEN(1. 5) = 0.35030E-01 + J 0.75380E+00
 YGEN(1. 6) = 0.92501E-02 + J 0.11799E+00
 YGEN(1. 7) = 0.60310E-02 + J 0.60832E-01
 YGEN(1. 8) = 0.00000E+00 + J 0.00000E+00
 YGEN(2. 1) = 0.14768E-02 + J 0.83322E-01
 YGEN(2. 2) = 0.10825E+00 + J -0.16524E+01
 YGEN(2. 3) = 0.23530E-02 + J 0.19833E+00
 YGEN(2. 4) = 0.73628E-01 + J 0.41424E+00
 YGEN(2. 5) = -0.94131E-02 + J 0.16908E+00
 YGEN(2. 6) = -0.89399E-02 + J 0.77713E-01
 YGEN(2. 7) = -0.37905E-02 + J 0.40226E-01
 YGEN(2. 8) = 0.00000E+00 + J 0.00000E+00
 YGEN(3. 1) = -0.18684E-02 + J 0.19411E-01
 YGEN(3. 2) = 0.23531E-02 + J 0.19833E+00
 YGEN(3. 3) = 0.24218E+00 + J -0.10171E+01
 YGEN(3. 4) = -0.50849E-02 + J 0.45261E+00
 YGEN(3. 5) = -0.68949E-02 + J 0.39428E-01
 YGEN(3. 6) = -0.42520E-02 + J 0.17994E-01
 YGEN(3. 7) = -0.20045E-02 + J 0.93376E-02
 YGEN(3. 8) = 0.00000E+00 + J 0.00000E+00
 YGEN(4. 1) = 0.28834E-02 + J 0.41688E-01
 YGEN(4. 2) = 0.73628E-01 + J 0.41424E+00
 YGEN(4. 3) = -0.50850E-02 + J 0.45261E+00
 YGEN(4. 4) = 0.14615E+00 + J -0.15020E+01
 YGEN(4. 5) = -0.77089E-03 + J 0.84904E-01
 YGEN(4. 6) = -0.26649E-02 + J 0.39131E-01
 YGEN(4. 7) = -0.96024E-03 + J 0.20236E-01
 YGEN(4. 8) = 0.00000E+00 + J 0.00000E+00
 YGEN(5. 1) = 0.35030E-01 + J 0.25360E+00
 YGEN(5. 2) = -0.94132E-02 + J 0.16908E+00
 YGEN(5. 3) = -0.68949E-02 + J 0.39428E-01
 YGEN(5. 4) = -0.77071E-03 + J 0.34904E-01
 YGEN(5. 5) = 0.30706E-01 + J -0.28439E+01
 YGEN(5. 6) = 0.24498E-04 + J 0.24047E+00
 YGEN(5. 7) = 0.25688E-02 + J 0.12418E+00
 YGEN(5. 8) = 0.00000E+00 + J 0.00000E+00
 YGEN(6. 1) = 0.92502E-02 + J 0.11799E+00
 YGEN(6. 2) = -0.89399E-02 + J 0.77713E-01
 YGEN(6. 3) = -0.42520E-02 + J 0.17994E-01
 YGEN(6. 4) = -0.26649E-02 + J 0.39131E-01
 YGEN(6. 5) = 0.21017E-04 + J 0.21017E-02
 YGEN(6. 6) = 0.91396E-02 + J -0.18284E+01
 YGEN(6. 7) = 0.66896E-02 + J 0.95601E-01
 YGEN(6. 8) = 0.00000E+00 + J 0.00000E+00
 YGEN(7. 1) = 0.60310E-02 + J 0.60832E-01
 YGEN(7. 2) = -0.37905E-02 + J 0.40226E-01
 YGEN(7. 3) = -0.20045E-02 + J 0.93376E-02
 YGEN(7. 4) = -0.95024E-03 + J 0.20236E-01
 YGEN(7. 5) = 0.25639E-02 + J 0.12418E+00
 YGEN(7. 6) = 0.66895E-02 + J 0.95600E-01
 YGEN(7. 7) = 0.19117E+00 + J -0.10139E+01
 YGEN(7. 8) = 0.00000E+00 + J 0.00000E+00
 YGEN(8. 1) = 0.00000E+00 + J 0.00000E+00
 YGEN(8. 2) = 0.00000E+00 + J 0.00000E+00
 YGEN(8. 3) = 0.00000E+00 + J 0.00000E+00
 YGEN(8. 4) = 0.00000E+00 + J 0.00000E+00
 YGEN(8. 5) = 0.00000E+00 + J 0.00000E+00
 YGEN(8. 6) = 0.00000E+00 + J 0.00000E+00
 YGEN(8. 7) = 0.00000E+00 + J 0.00000E+00
 YGEN(8. 8) = 0.00000E+00 + J -0.66667E+01

MATRIZ ADMITANCIA DE GENERADORES DEL SISTEMA CON LA FALLA DESPEJADA

YGEN(1, 1) = 0.21558E+01 + J -0.12987E+01
 YGEN(1, 2) = 0.62305E-02 + J 0.13591E+00
 YGEN(1, 3) = -0.23037E-02 + J 0.32076E-01
 YGEN(1, 4) = 0.62907E-02 + J 0.67927E-01
 YGEN(1, 5) = 0.56819E-01 + J 0.41248E+00
 YGEN(1, 6) = 0.33598E-01 + J 0.23033E+00
 YGEN(1, 7) = 0.19798E-01 + J 0.11859E+00
 YGEN(1, 8) = 0.10334E+00 + J 0.29865E+00
 YGEN(2, 1) = 0.62305E-02 + J 0.13591E+00
 YGEN(2, 2) = 0.10442E+00 + J -0.16177E+01
 YGEN(2, 3) = 0.49202E-03 + J 0.20636E+00
 YGEN(2, 4) = 0.72516E-01 + J 0.43169E+00
 YGEN(2, 5) = -0.89350E-02 + J 0.27630E+00
 YGEN(2, 6) = -0.73702E-02 + J 0.15367E+00
 YGEN(2, 7) = -0.21726E-02 + J 0.79435E-01
 YGEN(2, 8) = 0.29220E-01 + J 0.20683E+00
 YGEN(3, 1) = -0.23037E-02 + J 0.32076E-01
 YGEN(3, 2) = 0.49205E-03 + J 0.20636E+00
 YGEN(3, 3) = 0.24152E+00 + J -0.10153E+01
 YGEN(3, 4) = -0.58297E-02 + J 0.45667E+00
 YGEN(3, 5) = -0.97539E-02 + J 0.64611E-01
 YGEN(3, 6) = -0.59885E-02 + J 0.35868E-01
 YGEN(3, 7) = -0.27112E-02 + J 0.18586E-01
 YGEN(3, 8) = 0.11277E-02 + J 0.49360E-01
 YGEN(4, 1) = 0.62907E-02 + J 0.67927E-01
 YGEN(4, 2) = 0.72516E-01 + J 0.43169E+00
 YGEN(4, 3) = -0.58296E-02 + J 0.45667E+00
 YGEN(4, 4) = 0.14600E+00 + J -0.14932E+01
 YGEN(4, 5) = 0.19695E-02 + J 0.13859E+00
 YGEN(4, 6) = -0.10709E-03 + J 0.77139E-01
 YGEN(4, 7) = 0.76467E-03 + J 0.39836E-01
 YGEN(4, 8) = 0.19459E-01 + J 0.10291E+00
 YGEN(5, 1) = 0.56819E-01 + J 0.41288E+00
 YGEN(5, 2) = -0.89350E-02 + J 0.27630E+00
 YGEN(5, 3) = -0.97539E-02 + J 0.64611E-01
 YGEN(5, 4) = 0.19695E-02 + J 0.13860E+00
 YGEN(5, 5) = 0.59870E-01 + J -0.25167E+01
 YGEN(5, 6) = 0.31528E-01 + J 0.47190E+00
 YGEN(5, 7) = 0.21297E-01 + J 0.24335E+00
 YGEN(5, 8) = 0.16196E+00 + J 0.62136E+00
 YGEN(6, 1) = 0.33598E-01 + J 0.23033E+00
 YGEN(6, 2) = -0.73702E-02 + J 0.15367E+00
 YGEN(6, 3) = -0.59884E-02 + J 0.35858E-01
 YGEN(6, 4) = -0.10708E-03 + J 0.77139E-01
 YGEN(6, 5) = 0.31528E-01 + J 0.47190E+00
 YGEN(6, 6) = 0.22427E-01 + J 0.18119E+00
 YGEN(6, 7) = 0.84732E-01 + J 0.34717E+00
 YGEN(6, 8) = 0.19798E-01 + J 0.11858E+00
 YGEN(7, 1) = -0.21726E-02 + J 0.79435E-01
 YGEN(7, 2) = -0.27112E-02 + J 0.18586E-01
 YGEN(7, 3) = 0.76465E-03 + J 0.39836E-01
 YGEN(7, 4) = 0.21297E-01 + J 0.24335E+00
 YGEN(7, 5) = 0.22427E-01 + J 0.18117E+00
 YGEN(7, 6) = 0.20021E+00 + J -0.96988E+00
 YGEN(7, 7) = 0.47446E-01 + J 0.17838E+00
 YGEN(7, 8) = 0.10334E+00 + J 0.29865E+00
 YGEN(8, 1) = 0.29220E-01 + J 0.20683E+00
 YGEN(8, 2) = 0.29220E-01 + J 0.20683E+00
 YGEN(8, 3) = 0.11277E-02 + J 0.49360E-01
 YGEN(8, 4) = 0.19459E-01 + J 0.10291E+00
 YGEN(8, 5) = 0.16196E+00 + J 0.62136E+00
 YGEN(8, 6) = 0.84732E-01 + J 0.34717E+00
 YGEN(8, 7) = 0.47446E-01 + J 0.17838E+00
 YGEN(8, 8) = 0.81768E+00 + J -0.26908E+01

TIEMPO	1-DELTA	2-DELTA	3-DELTA	4-DELTA	5-DELTA	6-DELTA	7-DELTA	8-DELTA
0.0000	7.9347	15.9017	1.7954	-0.2990	4.0966	3.0690	-10.9950	-0.2412
0.0166	9.0235	15.4075	1.7562	-0.3549	5.1400	3.8804	-11.1122	0.5929
0.0332	9.4721	17.2438	1.6936	-0.4438	5.5025	5.2201	-11.3016	1.9831
0.0498	9.3013	18.4003	1.6116	-0.5591	6.1548	7.0697	-11.5987	3.9295
0.0664	9.4521	19.8634	1.5156	-0.6918	9.9175	9.4040	-11.8755	6.4320
0.0830	9.9859	21.6156	1.4123	-0.8309	7.6015	12.1913	-12.2420	9.4906
0.0996	9.3654	23.6186	1.3092	-0.9471	9.8784	15.0370	-12.5954	12.6685
0.1162	9.7764	25.8353	1.2167	-1.0017	9.9257	17.5290	-12.8529	15.5940
0.1328	10.2243	28.2477	1.1455	-1.0953	11.0012	19.6145	-12.9771	18.1894
0.1494	10.7141	30.8372	1.1008	-0.8125	12.1970	21.2739	-12.9367	20.2459
0.1660	11.2497	33.5850	1.1172	-0.5101	13.2493	22.4229	-12.7079	22.1603
0.1825	11.9348	36.4727	1.1780	-0.0301	14.4105	23.1120	-12.2749	23.5997
0.1992	12.4718	39.4827	1.3000	0.6562	15.6090	23.3272	-11.6290	24.6319
0.2158	13.1679	42.5931	1.4937	1.5766	16.8099	23.0902	-10.7694	25.2662
0.2324	13.9009	45.8024	1.7473	2.7578	18.0065	22.4371	-9.7050	25.5088
0.2490	14.7102	49.0862	2.0761	4.2247	19.1812	21.4172	-8.4494	25.3726
0.2656	15.5681	52.4332	2.4723	6.0006	20.3140	20.0919	-7.0255	24.8767
0.2822	16.4753	55.8351	2.9292	8.1054	21.3832	18.5318	-5.4624	24.0459
0.2988	17.4300	59.2835	3.4364	10.5513	22.3660	16.8143	-3.7951	22.9112
0.3154	18.4453	62.7725	3.9791	13.3817	23.2392	15.0198	-2.0436	21.5047
0.3320	19.5093	66.2979	4.5380	16.5016	23.9806	13.2205	-0.3118	19.8794
0.3486	20.5974	69.8582	5.0890	20.1729	24.5694	11.5160	1.4144	18.0680
0.3652	21.7323	73.4545	5.6026	24.1646	24.9067	9.9500	3.0582	16.1228
0.3818	22.9008	77.0902	6.0445	28.5636	25.2175	8.5063	4.6035	14.0237
0.3984	24.0906	80.7724	6.3790	33.3737	25.2497	7.4670	5.9770	12.0316
0.4150	25.3211	84.5111	6.5492	38.5971	25.0759	6.6178	7.1490	9.9869
0.4316	26.5636	88.3199	6.5374	44.2336	24.6926	6.0472	8.0094	8.0094
0.4482	27.8216	92.2163	6.2745	50.2006	24.1017	5.7472	8.7567	6.1419
0.4648	29.0907	96.2216	5.6165	56.7332	23.1097	5.6033	9.1430	4.4299
0.4814	30.3664	100.3600	4.6310	63.8430	22.3277	5.8473	9.2302	2.9048
0.4990	31.6463	104.6627	3.2132	70.6216	21.1714	6.1695	9.0122	1.6075
0.5146	32.9201	109.1596	1.3059	78.4307	19.8609	6.5767	8.4908	0.5418
0.5312	34.1896	113.8873	-1.1373	86.3802	18.4197	7.0372	7.6755	-0.2616
0.5478	35.4487	118.8843	-0.1526	94.6025	16.8748	7.4677	6.5928	-0.6010
0.5644	36.6936	124.1915	-7.7597	103.2073	15.2546	7.8777	5.2165	-1.0741
0.5810	37.9194	129.8516	-11.9583	111.9705	13.4597	8.1712	3.6685	-1.1034
0.5976	39.1233	135.8092	-15.7254	120.8214	11.9224	8.3472	1.9093	-0.8950
0.6142	40.2997	142.4043	-22.0144	129.8219	9.6087	8.4043	0.0028	0.1110
0.6308	41.4446	149.3006	-27.7593	134.7192	7.1974	8.3606	-2.0048	0.8375
0.6474	42.5532	156.8725	-33.4749	147.4516	5.0372	8.2550	-4.0647	0.8375
0.6640	43.5206	164.9074	-40.2753	155.9173	3.0372	8.1438	-6.1241	1.6575
0.6806	44.4416	173.5004	-46.8716	164.0139	1.2442	8.0976	-8.1274	2.5254
0.6972	45.45109	182.6512	-53.5835	171.6677	3.6945	8.1943	-10.0170	3.3945
0.7138	46.5227	192.3410	-60.3421	179.8316	2.9024	8.5135	-11.7356	4.2106
0.7304	47.3712	202.5307	-67.0897	185.4918	2.4215	9.1282	-13.2268	4.9535
0.7470	48.1503	213.1602	-73.7766	191.6839	2.2421	10.0979	-14.4374	5.5591
0.7636	48.9539	224.1508	-80.3569	197.4164	2.3704	11.4611	-15.3195	6.0011
0.7802	49.4760	235.4006	-86.7856	202.8172	2.8373	13.2320	-15.8322	6.2523
0.7968	50.0110	246.8300	-93.0178	207.9784	3.7467	15.1967	-15.9437	6.2949
0.8134	50.4537	256.3646	-99.0110	213.0253	4.9750	17.4137	-15.6314	6.1208

TIEMPO	1-DELTA	2-DELTA	3-DELTA	4-DELTA	5-DELTA	6-DELTA	7-DELTA	8-DELTA
0.8300	50.7995	269.7424	-104.7326	218.0952	6.5700	20.7160	-14.8835	5.7339
0.8466	51.0447	291.0396	-110.1597	223.3133	8.5207	23.7151	-13.6989	5.1498
0.8632	51.1871	292.1189	-115.2928	228.9977	10.8377	26.8121	-12.0858	4.3960
0.8798	51.2256	302.9209	-120.1565	234.9073	13.4333	27.8956	-10.0562	3.5114
0.8964	51.1604	313.3994	-124.8039	241.5394	16.2726	32.8591	-7.6654	2.5443
0.9130	50.7933	323.5251	-129.3164	248.9206	19.3745	35.6910	-4.9207	1.5510
0.9296	50.7269	333.2632	-133.8003	257.2144	22.6325	38.0456	-1.8755	0.5937
0.9462	50.3658	342.6714	-138.3821	266.5278	26.0364	40.1182	1.4205	-0.2626
0.9628	49.9151	351.7007	-143.1980	276.9829	29.5929	41.7766	4.9129	-0.5520
0.9794	49.3811	360.3943	-148.3801	288.6655	33.1275	42.9506	8.5432	-1.4092
0.9960	48.7711	368.7893	-154.0361	301.6165	36.6352	43.7726	12.2509	-1.5723

ESTABILIDAD TRANS. SINGULI YESIS LUIS AGUIRRE S.
 ANGULOS RELATIVOS ENTRE GENERADORES DELTIT)
 TISEG.1.-DELTR(GRADOS).- GEN. DE REFERENCIA G1

TIEMPO	1-DELTR	2-DELTR	3-DELTR	4-DELTR	5-DELTR	6-DELTR	7-DELTR	8-DELTR
0.0000	0.0000	7.9670	-6.1293	-8.2337	-3.0401	-4.8657	-18.9306	-5.1759
0.0166	0.0000	6.3940	-6.2674	-8.3786	-2.6096	-4.1431	-19.1357	-7.4307
0.0332	0.0000	7.0717	-6.4785	-8.6159	-2.6096	-2.9520	-19.4737	-6.1890
0.0498	0.0000	10.0191	-6.7697	-8.9403	-2.2265	-1.3116	-19.9400	-4.4516
0.0664	0.0000	11.2113	-7.1365	-9.3439	-1.7346	0.7519	-20.5276	-2.2201
0.0830	0.0000	12.6297	-7.5736	-9.8168	-1.1344	3.2054	-21.2279	0.5047
0.0996	0.0000	14.2532	-8.0562	-10.3126	-0.4870	5.6716	-21.9608	3.3231
0.1162	0.0000	16.0599	-8.5597	-10.7781	0.1493	7.7526	-22.6273	5.8076
0.1328	0.0000	18.0233	-9.0779	-11.1909	0.7768	9.3901	-23.2014	7.9210
0.1494	0.0000	20.1230	-9.6043	-11.5266	1.3949	10.5398	-23.6508	9.6328
0.1660	0.0000	22.3353	-10.1325	-11.7599	1.9995	11.1732	-23.9576	10.9196
0.1826	0.0000	24.6380	-10.6568	-11.9049	2.5837	11.2772	-24.1096	11.7650
0.1992	0.0000	27.0109	-11.1718	-11.1372	3.1372	10.9554	-24.1008	12.1601
0.2158	0.0000	29.4352	-11.6742	-11.5863	3.6470	9.9273	-23.9328	12.1033
0.2324	0.0000	31.9249	-12.1615	-11.1511	4.0976	8.5242	-23.6138	11.5999
0.2490	0.0000	34.3760	-12.6340	-10.4855	4.4803	6.7070	-23.1596	10.5624
0.2656	0.0000	36.9671	-13.0938	-9.5655	4.7679	4.5258	-22.5916	9.3106
0.2822	0.0000	39.3597	-13.5462	-8.3690	4.9079	2.0565	-21.9377	7.5705
0.2988	0.0000	41.8475	-13.9926	-6.8746	4.9300	-0.6217	-21.2311	5.4752
0.3154	0.0000	44.3272	-14.4663	-5.0636	4.7938	-3.4255	-20.5089	3.0634
0.3320	0.0000	46.7976	-14.9624	-2.9197	4.4803	-6.2719	-19.8121	0.3791
0.3486	0.0000	49.2609	-15.5084	0.4244	3.9720	-9.0814	-19.1829	-2.5293
0.3652	0.0000	51.7222	-16.1297	2.4323	3.2544	-11.7823	-18.6641	-5.6095
0.3818	0.0000	54.1894	-16.8253	5.6628	2.3167	-14.3145	-18.2972	-8.8071
0.3984	0.0000	56.6737	-17.7236	9.2751	1.1511	-16.6316	-18.1216	-12.0671
0.4150	0.0000	59.1899	-18.7719	13.2760	-0.2454	-18.7034	-18.1721	-15.3363
0.4316	0.0000	61.7563	-20.0462	17.6701	-1.0710	-20.5163	-19.4705	-18.5551
0.4482	0.0000	64.3947	-21.5961	22.4590	-3.7109	-22.0744	-19.0649	-21.6797
0.4648	0.0000	67.1389	-23.4762	27.6425	-5.7809	-23.3974	-19.0649	-24.6617
0.4814	0.0000	69.9944	-25.7346	33.2174	-8.0387	-24.5190	-21.1361	-27.4605
0.4980	0.0000	73.0184	-28.4111	39.1774	-10.4729	-25.4238	-22.6320	-30.0417
0.5146	0.0000	76.2395	-31.6141	45.5107	-3.0592	-26.3434	-24.4292	-32.3792
0.5312	0.0000	79.6976	-35.3269	52.1906	-15.7599	-27.1518	-26.5141	-34.4512
0.5478	0.0000	83.4355	-39.6013	59.2137	-18.5740	-27.9610	-28.8959	-36.2497
0.5644	0.0000	87.4980	-44.4532	66.5158	-21.4380	-28.3158	-31.4570	-37.7717
0.5810	0.0000	91.9318	-49.8781	74.0507	-24.3260	-29.7486	-34.2533	-39.0231
0.5976	0.0000	96.7650	-55.8487	81.7482	-27.2009	-30.7760	-37.2149	-40.0193
0.6142	0.0000	102.1047	-62.3141	89.5222	-31.0954	-30.7760	-40.2369	-40.7790
0.6308	0.0000	107.9360	-69.2029	97.2746	-32.7557	-31.0840	-43.4494	-41.2336
0.6474	0.0000	114.3194	-75.4291	104.9004	-35.3558	-34.2992	-46.6179	-41.7156
0.6640	0.0000	121.2658	-83.8959	112.2967	-37.7934	-36.5467	-49.7447	-41.9630
0.6806	0.0000	128.8548	-91.5132	119.3723	-39.9973	-38.5440	-52.7620	-42.1162
0.6972	0.0000	137.0404	-99.1944	126.0559	-41.9564	-37.8165	-55.6278	-42.3041
0.7138	0.0000	145.9183	-106.8648	132.3089	-43.6203	-39.0092	-58.2503	-42.5122
0.7304	0.0000	155.1594	-114.4609	138.1206	-45.0022	-38.2430	-60.5900	-42.5912
0.7470	0.0000	165.0099	-121.9259	143.5186	-46.1635	-34.0524	-62.5877	-42.8527
0.7636	0.0000	175.2769	-129.2107	149.5625	-47.0630	-36.2640	-64.1733	-42.8527
0.7802	0.0000	185.9326	-136.2615	153.3612	-46.5807	-36.2640	-65.2082	-42.2236
0.7968	0.0000	196.9120	-143.0284	157.9674	-44.2643	-34.6143	-65.9547	-43.7161
0.8134	0.0000	207.9549	-149.4654	162.5716	-45.4746	-32.5400	-66.0850	-44.3329

ESTABILIDAD TRANS. SIN/MI TESIS LUIS AGUIRRE S.
 ANGULOS RELATIVOS ENTRE GENERADORES (ELTRIT)
 T(SEG.)--DELTR(GRADOS)-- GEN. DE REFERENCIA G1

TIEMPO	1-DELTR	2-DELTR	3-DELTR	4-DELTR	5-DELTR	6-DELTR	7-DELTR	8-DELTR
0.3300	0.0000	218.9429	-155.5321	167.2758	-44.2295	-30.0035	-65.6830	-45.0056
0.3465	0.0000	229.9238	-161.2045	172.2895	-42.5240	-27.3286	-64.7434	-45.8950
0.3632	0.0000	240.9318	-166.4798	177.7006	-40.3794	-24.3749	-63.2739	-46.7910
0.3798	0.0000	251.9553	-171.3821	183.6017	-37.8224	-21.3301	-61.2918	-47.7142
0.3964	0.0000	262.2308	-175.9544	190.3790	-34.8878	-18.3014	-58.8259	-48.6162
0.4130	0.0000	272.5317	-180.3096	197.9254	-31.6188	-15.3893	-55.9140	-49.4422
0.4296	0.0000	282.8562	-184.5272	206.4375	-28.0644	-12.6013	-52.6024	-50.1331
0.4462	0.0000	292.3054	-188.7479	216.1620	-24.2794	-10.2476	-49.5453	-50.6284
0.4628	0.0000	301.7054	-193.1131	227.0878	-20.3222	-8.1385	-45.0022	-50.8671
0.4794	0.0000	311.0129	-197.7612	239.2844	-16.2537	-6.3846	-40.8179	-50.7934
0.4960	0.0000	320.0181	-202.8072	252.8453	-12.1360	-4.9985	-36.5202	-50.3434

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En términos generales, en este trabajo se han presentado los fundamentos teóricos para realizar estudios de estabilidad transiente en sistemas de potencia. Se implementó este estudio por medio de un programa de computador escrito en lenguaje FORTRAN IV para el sistema IBM 34 de la ESPOL. Finalmente se aplicó el programa para realizar el estudio de estabilidad de un sistema de potencia en particular.

Entre las ventajas inmediatas que se desprenden del uso del programa tenemos, la reducción del tiempo empleado en el estudio de estabilidad transiente y la certeza de que se obtendrán resultados correctos. En otras palabras, contamos con un programa que permite analizar la estabilidad de un sistema de una manera rápida y confiable. Además, el programa presenta la ventaja de poder ser implementado a un computador de mayor capacidad de memoria, puesto que, en su configuración actual tiene prevista la posibilidad de una expansión de las dimensiones de las matrices y vectores para aumentar su capacidad.

Podemos concluir que el programa para estudios de estabilidad transiente de sistemas de potencia permitirá al ingeniero disponer de los datos necesarios para controlar correctamente la operación de un sistema de potencia de tal manera de prevenir interrupciones y de diseñar adecuadamente el sistema de protección y control automático.

Por otro lado, además del tipo de falla y su localización, existen diversos factores que afectan a la estabilidad transiente de un sistema

de potencia, de ahí que los cálculos ha realizarse durante su estudio de ben tomar en cuenta todas las medidas introducidas para mejorar la estabi lidad.

Entre las diversas medidas que pueden tomarse para mejorar la esta bilidad transitoria tenemos:

- 1- Aumento de la constante de inercia M de la máquina
- 2- Aumento de la tensión del sistema
- 3- Reducción de las reactancias en serie por medio de líneas en paralelo
- 4- Utilización de interruptores de circuito de alta velocidad.

Un aumento de la constante de inercia M de una máquina reduce su án gulo de oscilación durante cualquier intervalo de tiempo, lo que permite disponer de más tiempo para el funcionamiento de los interruptores para aislar el fallo antes de que la máquina exceda su límite de estabilidad transitoria. Sin embargo de su efectividad para mejorar la estabilidad, este método no se usa en gran escala por razones económicas, ya que un au mento de la constante de inercia M de la máquina implica un aumento en las dimensiones de su rotor, lo cual equivale a su vez a un gran gasto.

Tal como se ve por la ecuación (5.3.20), la potencia máxima aumenta por incremento de la tensión interna de una o varias máquinas interconec- tadas en el sistema, lo cual permite una mayor oscilación de la máquina desde su posición original antes de que alcance el límite de estabilidad transitoria. De esta manera, se dispondrá de mayor tiempo para aislar el fallo y la probabilidad de mantener la estabilidad del sistema aumenta.

De la misma manera, la reducción de la reactancia de una línea de transporte tiene el mismo efecto que aumentar la potencia máxima. Se puede compensar la reactancia de la línea añadiendo capacitores en serie, sin embargo, esto conlleva a diversos problemas de operación debido a que los capacitores deben diseñarse para soportar la máxima corriente que pueda circular por ellos, que por lo general, es mucho mayor que la capacidad de diseño de la línea. Por esta razón, un procedimiento común de reducir la reactancia es el aumento del número de líneas en paralelo entre 2 puntos.

Por otro lado, es evidente que cuanto más rápidamente se aisle un fallo del sistema, menor será la perturbación que origine. La utilización de interruptores de circuito de alta velocidad, en los sistemas de potencia, mejora en gran manera su estabilidad, reduciendo al mismo tiempo la necesidad de efectuar otros cambios en el sistema para obtener funcionamiento estables.

Existen otros medios de mejorar la estabilidad, tales como el añadir una carga resistiva, llamada resistencia de seguridad, en ó cerca de una barra generadora, con lo que se logra compensar en algo la reducción de carga en los generadores, en caso de producirse un rechazo de carga y de esta manera, reducir la aceleración. Modernamente se emplea la llamada válvula de seguridad, que sensa la diferencia entre la entrada mecánica y la salida efectiva de un generador debido a una falla provocando el cierre de la válvula de una turbina para reducir la potencia de entrada.

Si las medidas previamente consideradas son insuficientes, debería

considerarse la conveniencia de permitir una operación asíncrona prolongada con la subsecuente resincronización. Si, como resultado del análisis, se hace evidente que la operación asíncrona seguida por resincronización automática no es deseable, debería considerarse el abastecimiento de dispositivos de frenado eléctrico o mecánico, puesto que éstos pueden ayudar a mantener el sincronismo o a mejorar las condiciones de resincronización, si es que se pierde el sincronismo.

Cabe mencionar, que es importante tomar en cuenta también el aspecto económico. El costo de cualquier equipo adicional para mejorar la estabilidad debe ser justificado, es decir, debe balancearse con la probabilidad de que se produzca la pérdida de la estabilidad para un tipo de falla dada.

Finalmente, es importante recalcar que, en el presente trabajo, se ha realizado el estudio de estabilidad trabajando con el modelo más simple de la máquina síncrona, esto es, la hemos representado como una fuente de voltaje constante detrás de la reactancia transiente. A más de ello, se han considerado una serie de asunciones básicas, previamente discutidas en el capítulo 5, que han simplificado notablemente este estudio. Es posible, sin embargo, mejorar este modelo incluyendo la acción de los gobernadores de velocidad y reguladores de voltaje. Inclusive se podrían incluir subrutinas en el programa para tomar en cuenta otros tipos de fallas en el sistema, tales como fallas monofásicas o bifásicas.

De esta manera, tomando como base este trabajo y como una continuación al mismo, es factible obtener un programa más completo que permita

realizar estudios de estabilidad más detallados y así conocer con mayor exactitud el comportamiento transiente de cualquier sistema de potencia.

B I B L I O G R A F I A

1. ANDERSON, P.M., FOUAD, A.A. : "Power System Control and Stability",
The Iowa State University Press, Ames, Iowa, U.S.A., 1977.
2. BYERLY, RICHARD T., KIMBARK, E.W.: "Stability of Large Electric Power
Systems", IEEE Press, New York, N.Y., 10017, 1974.
3. ELGERD, O.: "Electric Energy Systems Theory: An Introduction", Tata
McGraw Hill Publishing Company LTD, New Delhi, 1971.
4. INECEL: "Plan Maestro de Electrificación", Tomo I: Compendio, período
1980-1984.
5. JAMES, MERLIN L.; SMITH, GERALD M.; WOLFORD, JAMES C.: "Applied
Numerical Methods For Digital Computation with Fortran", International
Textbooks Company, 1967.
6. KIMBARK, E.W.: "Power System Stability", John Wiley & Sons, Inc., New
York, 1948.
7. STAGG, G.W. AND A.H.EL-ABIAD: "Computer Methods in Power Systems Analy
sis", McGraw Hill Book Company, New York, 1968.
8. STEVENSON, W.D.: "Elements of Power Systems Analysis", McGraw Hill,
Inc. U.S.A., 1975.
9. VENIKOV, V.A.: "Transient Phenomena in Electrical Power Systems", Per
gamon Press, New York, 1965.
10. WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORTATION: "Electrical Transmisión and Dis
tribution", Reference Book, East Pittsburg, Pennsylvania, 1964.

APENDICE

LISTADOS DE LOS
PROGRAMAS Y SUBROUTINAS

TO10 MEMBER DATE 81/09/17 TIME 23.49

TYPE NAME DISK ADDR TOTAL NUM TEXT/RECORD ATTRIBUTES LINES

S LDFLOW 67733/010895 80/0050 96/60 0000000

?? IBM SYSTEM/34 FORTRAN IV RELEASE 03 81/08/17 22:21

?? 001 TOTAL ERRORS FOR THIS COMPILATION

?? 4 WAS THE HIGHEST SEVERITY

??

??64550 DECIMAL IS THE MAIN STORAGE SIZE OF THE LOAD MEMBER

// READ DEVICE-SYSIN

*PROCESS LINK(R,LIS(TO10)),SUBLIB(TO10),NOSOURCE,NOHALT,MAP,SIZE(64)
PROGRAM LDFLOW

C *-----*

C * ANALISIS DE FLUJO DE CARGA DE UN SISTEMA DE POTENCIA *

C *-----*

GLOBAL NUMB,NUMG,NL,BI(28),BF(28),SERYR(28),SERYI(28),TAP(28)
GLOBAL SHTYR(28),SHTYI(28),XD(10),YL(2,28,28),EG(10),DELTA(10)
GLOBAL PM(28),H(10),T,FR,DELTAT,TF,TFD,KLAVE,IREFG,TITI(12)
GLOBAL TIT2(12),TIT3(12),TIT4(12),TIT5(12),YGO(2,10,10),RD(10)
GLOBAL YGF(2,10,10),YGF0(2,10,10),LFAULT,LF,LI,FALLA,NTRANS
GLOBAL ZSLRR(28),ZSERI(28),LONG(28),YSHTR(28),YSHTI(28)

DIMENSION YBUS(2,28,28),EK(28),EII(28),KPWR(28),KPWR1(28),
1EER(28,28),EEI(28,28),PWPR(28,28),PWRI(28,28),YLPQR(28,28),
2YLPQI(28,28),KLPR(28),KLPI(28),GM(28),YCR(28,28),
3YCI(28,28),LGR(10),EGI(10),LINEA(28),
4SLRZR(28),SLPZI(28),LOAD(2,28),PGEXI(2,28)

INTEGER BOSCIL,S,BI,BF,TITI,TIT2,TIT3,TIT4,TIT5,

I FALLA,GENERF,ESTAB

REAL KPWR,KPWR1,KLPR,KLPI,MAGV,LONG,LOAD

C *****

C * LECTURA GENERAL DE DATOS *

C *****

C LEA NUMERO DE GENERADORES,NUMERO DE TRANSFORMADORES,NUMERO DE
C BARRAS,NUMERO DE LINEAS,FACTOR DE ERROR,MAXIMO NUMERO DE
C ITERACIONES,BARRA DE OSCILACION,FACTOR DE ACELERACION Y CLAVE

C ESTA CLAVE(ESTAB) PUEDE TOMAR 2 VALORES:UNO(1) O CERO(0)

C SI ESTAB=1 SE REALIZARA EL ESTUDIO DE ESTABILIDAD COMPLETO

C SE ESTAB=0 EL PROGRAMA REALIZARA SOLO EL FLUJO DE CARGA

READ(4,*)NUMG,NTRANS,NUMB,NL,LDS,MAX,BOSCIL,ALFA,MVA,ESTAB

C LECTURA DEL NUMERO DE CADA LINEA,BARRA INICIAL,BARRA FINAL.

C LONGITUD DE LINEA,ADMITANCIA PARALELO,IMPEDANCIA SERIE

C LOS DATOS ESTAN DADOS EN POR UNIDAD DE LONGITUD

NG=NUMG*1

NING=NTRANS*NUMG

```
NTNG1=NTNG + 1
NB=NUM3-NUMG
NLIN=:NL-NUMG
```

```
IF(NTRANS.EQ.0)GO TO 15
DO 5 I=1,NTNG
```

```
5 READ(4,*)LINEA(I),BI(I),BF(I),ZSERR(I),ZSERI(I),TAP(I)
```

```
C NOTAR QUE ES IMPORTANTE LA IDENTIFICACION CORRECTA
C DEL NUMERO DE LAS LINEAS DEL SISTEMA
```

```
DO 10 I=NTNG1,NL
```

```
10 READ(4,*)LINEA(I),BI(I),BF(I),LONG(I),YSHTR(I),YSHTI(I),ZSERR(I),
I ZSERI(I)
```

```
GO TO 25
```

```
15 DO 20 I=1,NL
```

```
20 READ(4,*)LINEA(I),BI(I),BF(I),LONG(I),YSHTR(I),YSHTI(I),
I ZSERR(I),ZSERI(I)
```

```
C LECTURA DE LOS VOLTAJES ESPECIFICADOS DE CADA BARRA
```

```
25 READ(4,*)(ER(I),EI(I),I=NG,NUMB)
```

```
C LECTURA DE LA DEMANDA DE CARGA EN LAS BARRAS Y LA POTENCIA
C GENERADA ESTABLECIDA PREVIO AL FLUJO DE CARGA
```

```
READ(4,*)(LOAD(1,I),LOAD(2,I),I=NG,NUMB)
READ(4,*)(PGEXI(1,I),PGEXI(2,I),I=NG,NUMB)
```

```
C LEA LA RESISTENCIA Y REACTANCIA SUBTRANSIENTE DE CADA GENERADOR
READ(4,*)(RD(I),XD(I),I=1,NUMG)
```

```
IF(ESTAB.EQ.0)GO TO 100
```

```
C LECTURA DE LA LINEA FALLADA, BARRA CERCANA A LA FALLA,
C Y BARRA OPUESTA A LA FALLA
```

```
READ(4,*)LFAULT,LF,LI
```

```
C LEA LA CONSTANTE DE INERCIA DE CADA GENERADOR
C ESTA CONSTANTE DEBE ESTAR DADA EN SEGUNDOS
```

```
READ(4,*)(H(I),I=1,NUMG)
```

```
C LECTURA DEL TIEMPO DE INICIO DE LA FALLA, FRECUENCIA DEL SISTEMA,
C INCREMENTO DE TIEMPO, TIEMPO FINAL DE ANALISIS DE ESTABILIDAD,
C TIEMPO DE DESPEJE DE FALLA, CLAVE PARA IDENTIFICAR SI LA FALLA
C SE DESPEJA AL OPERAR LOS INTERRUPTORES DE LA LINEA FALLADA-CLAVE-1
C O SI EXISTE REPOSICION DEL SISTEMA-CLAVE-2. LEA GENERADOR DE
C REFERENCIA Y TIPO DE FALLA.
C FALLA 1: INDICA QUE SE TRATA DE UNA FALLA TRIFASICA
C CERCANA A UNA BARRA.
C FALLA 2: SE ANALIZA EL CASO CUANDO EL GENERADOR GENERE
C SALE MOMENTANEAMENTE FUERA DE SERVICIO.
C ESTE CASO EQUIVALE A SACAR FUERA DE SERVICIO
```

C LAS LINEAS QUE CONECTAN EL GENERADOR GENERF
C A LA BARRA DE GENERACION RESPECTIVA.

C EL TIEMPO ESTA DADO EN SEGUNDOS Y LA FRECUENCIA EN CICLOS/SEG.

READ(4,9)T,FR,DELIAT,IF,TOF,KLAVE,IREFG,FALLA,GENERF

C LECTURA DE TITULOS
READ(4,30)TIT1,TIT2

30 FORMAT(12A4)

READ(4,35)TIT3,TIT4,TIT5

35 FORMAT(12A4)

C *****
C * ESCRITURA DE TITULOS Y DESCRIPCION DEL SISTEMA *
C *****

WRITE(3,40)

40 FORMAT('1' // 27X,'*-----

1-----* / 27X,'* ANALISIS DE ES

2 T A B I L I D A D T R A N S I E N T E * / 27X,'*.66X,'* / 27X.

3 * DE UN SISTEMA DE POTENCIA

4 * / 27X,'*-----

5-----*///)

WRITE(3,45)

45 FORMAT(29X,'RESOLUCION DE LA ECUACION DE OSCILACION MEDIANTE EL ME
TODD'// 49X,'DE RUNGE-KUTTA DE CUARTO ORDEN'///)

WRITE(3,50)

50 FORMAT(29X,'DESCRIPCION DEL SISTEMA'///)

WRITE(3,55)NUMG,NTRANS,NB,NLIN

55 FORMAT(29X,'NUMERO DE GENERADORES',7X,12 // 29X,'NUMERO DE TRANSFO
RMADORES',3X,12 // 29X,'NUMERO DE BARRAS',12X,12 // 29X,'NUMERO DE L
INEAS',12X,12)

WRITE(3,60)

60 FORMAT(/// 29X,'SIMULACION DE FALLA EN EL SISTEMA')

C IDENTIFICACION DEL TIPO DE FALLA EN EL SISTEMA

GO TO (65,90),FALLA

65 WRITE(3,70)LEFAULT,LF,LI,TOF

70 FORMAT(// 29X,'TIPO DE FALLA : TRIFASICA-CERCANA A BARRA'// 29X,

1 LINEA FALLADA :',11X,12 // 29X,'BARRA CERCANA' / 31X,'A LA FALLA

2 :',11X,12 // 29X,'BARRA OPUESTA' / 31X,'A LA FALLA :',11X,

312 // 29X,'TIEMPO DE DESPEJE' / 33X,'DE FALLA :',7X,F6.4,1X,

4 SEG.')

IF(KLAVE.EQ.1)GO TO 80

WRITE(3,75)

75 FORMAT(/// 29X,'CONTINGENCIA 2 : EXISTE REPOSICION DEL SISTEMA UNA
1 VEZ DESPEJADA LA FALLA')

GO TO 100

80 WRITE(3,85)LEFAULT

85 FORMAT(/// 29X,'CONTINGENCIA 1 : LA FALLA ES DESPEJADA AL OPERAR L

```
IAS PROTECCIONES DE LA LINEA*,IX,I2 / 46X,*ESTA LINEA QUEDA FUERA D  
2E SERVICIO AL CUMPLIRSE EL TIEMPO DE DESPEJE DE FALLA*)  
GO TO 100
```

```
90 WRITE(3,95)GENERF,TOF,GENERF  
95 FORMAT(//29X,*TIPO DE FALLA: PERDIDA DE GENERACION * // 29X,  
1*GENERADOR FUERA*/31X,*DE SERVICIO *,11X,I2// 29X,*TIEMPO DE DESPE  
2JE*/33X,*DE FALLA *,6X,F6.4,1X,*SEG.*//// 29X,*ANALISIS ESTABLE  
3CIDO EL GENERADOR*,1X,I2,1X,*VUELVE A ENTRAR EN SERVICIO*/ 51X,  
4*AL CUMPLIRSE EL TIEMPO DE DESPEJE DE FALLA*)
```

```
100 WRITE(3,105)  
105 FORMAT(*1*,9X,*-----  
1-----*/9X,*ANALISIS DE FLUJO DE C  
2A R G A D E L S I S T E M A*/9X,*-----  
3-----*///)
```

```
DO 110 I=1,NUMB  
DO 110 J=1,NUMB  
YCR(I,J)=0.0  
YCI(I,J)=0.0  
YBUS(1,I,J)=0.0  
110 YBUS(2,I,J)=0.0
```

```
WRITE(3,115)NB,NLIN,NUMG,NTRANS,EPS,MAX,BOSCIL,ALFA,MVA  
115 FORMAT(10X,*BARRAS*,30X,I3/ 10X,*LINEAS*,30X,I3/ 10X,*GENERADORES*,  
6,25X,I3/ 10X,*TRANSFORMADORES*,21X,I3/ 10X,*FACTOR DE ERROR EPS*,  
6,11X,F9.5/ 10X,*MAXIMO NUMERO DE ITERACIONES*,8X,I3/ 10X,*BARRA DE  
6OSCILACION*,17X,I3/ 10X,*FACTOR DE ACELERACION*,13X,F5.2/ 10X,  
6*MVA BASE*,28X,I3//)
```

```
C *****  
C * FORMAR LA MATRIZ ADMITANCIA DE BARRA DEL SISTEMA *  
C *****
```

```
IF(NTRANS.EQ.0)GO TO 130
```

```
CC CONSIDERAMOS QUE EL SISTEMA TIENE  
CC TRANSFORMADORES CON TAP VARIABLE
```

```
DO 120 I=NG,NING  
DENK=(ZSERR(I)*2+ZSERI(I)*2)*TAP(I)  
TK1=(TAP(I)*ZSERR(I)-ZSERR(I))/DENK  
TK2=(ZSERI(I)-TAP(I)*ZSERI(I))/DENK  
SERYR(I)=ZSERR(I)/DENK  
SERYI(I)=-ZSERI(I)/DENK  
L=BI(I)  
M=BF(I)  
YCR(L,M)=-TK1/TAP(I)  
YCI(L,M)=-TK2/TAP(I)  
YCR(M,L)=TK1  
YCI(M,L)=TK2  
YBUS(1,L,L)=YBUS(1,L,L)+SERYR(I)+YCR(L,M)  
YBUS(2,L,L)=YBUS(2,L,L)+SERYI(I)+YCI(L,M)  
YBUS(1,M,M)=YBUS(1,M,M)+SERYR(I)+YCR(M,L)
```

```

YBUS(2,M,M)=YBUS(2,M,M)+SERYI(I)+YCI(M,L)
YBUS(1,L,M)=YBUS(1,L,M)-SERYR(I)
YBUS(2,L,M)=YBUS(2,L,M)-SERYI(I)
YBUS(1,M,L)=YBUS(1,M,L)-SERYR(I)
120 YBUS(2,M,L)=YBUS(2,M,L)-SERYI(I)
DO 125 I=NTNGI,NL
SHTYR(I)=YSHTR(I)*LONG(I)
SHTYI(I)=YSHTI(I)*LONG(I)
SERZR(I)=ZSERR(I)*LONG(I)
SERZI(I)=ZSERI(I)*LONG(I)
DEN=SERZR(I)**2+SERZI(I)**2
SERYR(I)=SERZR(I)/DEN
SERYI(I)=-SERZI(I)/DEN
L=BI(I)
M=BF(I)
YCR(L,M)=SHTYR(I)/2.
YCI(L,M)=SHTYI(I)/2.
YCR(M,L)=SHTYR(I)/2.
YCI(M,L)=SHTYI(I)/2.
YBUS(1,L,L)=YBUS(1,L,L)+SERYR(I)+SHTYR(I)/2.
YBUS(2,L,L)=YBUS(2,L,L)+SERYI(I)+SHTYI(I)/2.
YBUS(1,M,M)=YBUS(1,M,M)+SERYR(I)+SHTYR(I)/2.
YBUS(2,M,M)=YBUS(2,M,M)+SERYI(I)+SHTYI(I)/2.
YBUS(1,L,M)=YBUS(1,L,M)-SERYR(I)
YBUS(2,L,M)=YBUS(2,L,M)-SERYI(I)
YBUS(1,M,L)=YBUS(1,M,L)-SERYR(I)
125 YBUS(2,M,L)=YBUS(2,M,L)-SERYI(I)
GO TO 145

```

CC CONSIDERAMOS UN SISTEMA SIN TRANSFORMADORES

```

130 DO 135 I=1,NL
SHTYR(I)=YSHTR(I)*LONG(I)
SHTYI(I)=YSHTI(I)*LONG(I)
SERZR(I)=ZSERR(I)*LONG(I)
SERZI(I)=ZSERI(I)*LONG(I)
DEN=SERZR(I)**2+SERZI(I)**2
SERYR(I)=SERZR(I)/DEN
135 SERYI(I)=-SERZI(I)/DEN

```

CC FORMAMOS LA MATRIZ ADMITANCIA DE BARRA

```

DO 140 I=NG,NL
L=BI(I)
M=BF(I)
YCR(L,M)=SHTYR(I)/2.
YCI(L,M)=SHTYI(I)/2.
YCR(M,L)=SHTYR(I)/2.
YCI(M,L)=SHTYI(I)/2.
YBUS(1,L,L)=YBUS(1,L,L)+SERYR(I)+SHTYR(I)/2.
YBUS(2,L,L)=YBUS(2,L,L)+SERYI(I)+SHTYI(I)/2.
YBUS(1,M,M)=YBUS(1,M,M)+SERYR(I)+SHTYR(I)/2.
YBUS(2,M,M)=YBUS(2,M,M)+SERYI(I)+SHTYI(I)/2.
YBUS(1,L,M)=YBUS(1,L,M)-SERYR(I)
YBUS(2,L,M)=YBUS(2,L,M)-SERYI(I)

```



```
YBUS(1,M,L)=YBUS(1,M,L)-SERYR(I)
140 YBUS(2,M,L)=YBUS(2,M,L)-SERYI(I)
```

```
C ESCRIBA LOS DATOS DE ENTRADA DE LAS LINEAS
C Y LA MATRIZ ADMITANCIA DE BARRA
```

```
145 WRITE(3,150)
150 FORMAT(37X,'DATOS DE LINEAS(P.U.)'//7X,'LINEA',2X,'BI',2X,'BF',3X,
1'LONGITUD',2X,'ADMITANCIA PARALELO',5X,'IMPEDANCIA SERIE',5X,'TAP'
2//38X,'G',8X,'B',11X,'R',8X,'X'//)
IF(NTRANS.EQ.0)GO TO 185
DO 155 I=1,NUMG
155 WRITE(3,160)LINEA(I),BI(I),BF(I),ZSERR(I),ZSERI(I)
160 FORMAT(5X,3I5,34X,2F9.5,'J')
DO 165 I=NG,NTNG
165 WRITE(3,170)LINEA(I),BI(I),BF(I),ZSERR(I),ZSERI(I),TAP(I)
170 FORMAT(5X,3I5,34X,2F9.5,'J',4X,F5.3)
DO 175 I=NTNG1,NL
175 WRITE(3,180)LINEA(I),BI(I),BF(I),LONG(I),SHTYR(I),SHTYI(I),
1 SERZR(I),SERZI(I)
180 FORMAT(5X,3I5,F8.1,4X,2F9.5,'J',3X,2F9.5,'J',4X,F5.3)
GO TO 200
185 DO 190 I=1,NL
190 WRITE(3,195)LINEA(I),BI(I),BF(I),LONG(I),SHTYR(I),SHTYI(I),
1SERZR(I),SERZI(I)
195 FORMAT(5X,3I5,F8.1,4X,2F9.5,'J',3X,2F9.5,'J')
200 CONTINUE
CC WRITE(3,205)
CC205 FORMAT(///9X,'M A T R I Z A D M I T A N C I A D E B A R R A'//)
CC DO 210 I=NG,NUMB
CC DO 210 J=NG,NUMB
CC210 WRITE(3,215)I,J,YBUS(1,I,J),YBUS(2,I,J)
CC215 FORMAT(10X,'YBUS(',I2,1X,I2,')= ',10X,F10.5,2X,F10.5,'J')
WRITE(3,220)
220 FORMAT('1'//10X,'VOLTAJES ESPECIFICADOS DE BARRAS'//12X,'BARRA',
1 6X,'MAGNITUD',3X,'ANGULO'//24X,'(P.U.)',3X,'(GRADOS)'//)
WRITE(3,225){I,ER(I),EI(I),I=NG,NUMB}
225 FORMAT(13X,13,5X,F9.5,2X,F9.5)
WRITE(3,230)
230 FORMAT(///10X,'DEMANDA DE CARGA EN BARRAS(P.U.)'//12X,'BARRA',
* 7X,'P',9X,'Q'//)
WRITE(3,235){I,LOAD(1,I),LOAD(2,I),I=NG,NUMB}
235 FORMAT(13X,13,3X,F9.5,2X,F9.5)
WRITE(3,240)
240 FORMAT('1'//10X,'POTENCIA GENERADA EXISTENTE(P.U.)'//12X,'BARRA',
* 7X,'P',9X,'Q'//)
WRITE(3,245){I,PGEXI(1,I),PGEXI(2,I),I=NG,NUMB}
245 FORMAT(13X,13,3X,F9.5,2X,F9.5)
WRITE(3,250)
250 FORMAT(///10X,'VALORES DE POTENCIA NLTA EN BARRAS(P.U.)'//12X,
* 'BARRA',7X,'P',9X,'Q'//)
DO 255 I=NG,NUMB
KPWRR(I)=PGEXI(1,I)-LOAD(1,I)
255 KPWRI(I)=PGEXI(2,I)-LOAD(2,I)
WRITE(3,260){I,KPWRR(I),KPWRI(I),I=NG,NUMB}
```

260 FORMAT(13X,13,3X,F9.5,2X,F9.5)
265 FORMAT(//)

DO 275 I=NG,NUMB
DO 270 J=NG,NUMB
DENY=YBUS(1,1,1)*2+YBUS(2,1,1)*2
YLPOR(1,J)=(YBUS(1,1,J)+YBUS(1,1,1)+YBUS(2,1,J)+YBUS(2,1,1))/DENY
270 YLPOI(1,J)=(YBUS(2,1,J)+YBUS(1,1,1)-YBUS(1,1,J)+YBUS(2,1,1))/DENY
275 CONTINUE

DO 285 I=NG,NUMB
DO 280 J=NG,NUMB
IF(I.NE.J)GO TO 280
DENK=YBUS(1,1,J)*2+YBUS(2,1,J)*2
KLPR(I)=(KPWR(1)+YBUS(1,1,J)-KPWR(1)+YBUS(2,1,J))/DENK
KLPI(I)=-((KPWR(1)+YBUS(1,1,J)+KPWR(1)+YBUS(2,1,J))/DENK

280 CONTINUE
285 CONTINUE

WRITE(3,265)
WRITE(3,290)

290 FORMAT(*1*,10X,*
1--*/ 10X,*FUNCIONAMIENTO DE ESTADO ESTABLE-ITERACIONES DE VOLTAJE*
2/ 10X,*-----*)

WRITE(3,265)

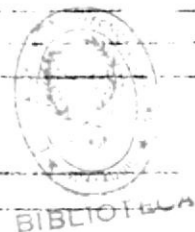
C *****
C * ESQUEMA ITERATIVO *
C *****

ITER=1
300 DELTAL=0.0
S=BOSCIL
DO 320 I=NG,NUMB
IF(S.EQ.I)GO TO 320
YIIR=YLPOR(1,I)
YIII=YLPOI(1,I)
YLPOR(1,I)=0.0
YLPOI(1,I)=0.0
SUMR=0.0
SUMI=0.0

DO 310 J=NG,NUMB
SUMR=SUMR+YLPOR(1,J)*ER(J)-YLPOI(1,J)*EI(J)
310 SUMI=SUMI+YLPOR(1,J)*EI(J)+YLPOI(1,J)*ER(J)
YLPOR(1,I)=YIIR
YLPOI(1,I)=YIII
DLNE=ER(1)*2+EI(1)*2
ENLWR=(KLPR(1)*ER(1)-KLPI(1)*EI(1))/DLNE-SUMR
ENLWI=(KLPI(1)*ER(1)+KLPR(1)*EI(1))/DLNE-SUMI

C UTILIZACION DEL FACTOR DE ACELERACION ALFA

EIR=LR(1)
EII=EI(1)
DXR=(ENLWR-EIR)
DXI=(ENLWI-EII)
ENLWR=EIR*ALFA+DXR



ENEWI=EI+ALFA*OXI

X= SORT((ENEWR-ER(I))*2+(FNEWI-EI(I))*2)

IF(X.GT.DELTA)DELTA=X

ER(I)=ENEWR

EI(I)=FNEWI

320 CONTINUE

IF(DELTAE.LT.EPS)GO TO 360

IF(ITER-MAX)330,330,340

330 ITER=ITER+1

GO TO 300

340 WRITE(3,350)

350 FORMAT(/// 10X,'NO EXISTE CONVERGENCIA EN EL PROCESO ITERATIVO')
STOP

360 WRITE(3,370)ITER

370 FORMAT(5X,'LA TECNICA ITERATIVA DE GAUSS-SEIDEL CONVERGIO EN',1X,
113.2X,' ITERACIONES'//5X,' BARRA',5X,' VOLTAJE',9X,' MAGNITUD',5X,
2'ANGULO'// 16X,'(P.U.)',10X,'(P.U.)',5X,'(GRADOS)' /)

DO 380 I=NG,NUMB

ALPHA=ATAN(EI(I)/ER(I))*57.29578

MAGV= SORT(ER(I)**2+EI(I)**2)

380 *WRITE(3,390)I,ER(I),EI(I),MAGV,ALPHA

390 FORMAT(17,2X,2F9.5,'J',3X,F7.4,4X,F9.5)

DO 410 I=NG,NUMB

DO 400 J=NG,NUMB

ECR(I,J)=ER(I)**2-ER(J)*ER(I)+EI(I)**2-EI(J)*EI(I)

400 EI(I,J)=EI(I)*ER(I)-EI(J)*ER(I)-(ER(I)*EI(I)+ER(J)*EI(I))

410 CONTINUE

WRITE(3,265)

WRITE(3,420)

420 FORMAT(/ 10X,'-----'// 10X,'FLUJO DE
1 POTENCIAS ENTRE BARRAS(P.U.)'//10X,'-----'
2'-----'//)

WRITE(3,430)

430 FORMAT(9X,'BARRA A BARRA',5X,'POT. REAL',3X,'POT.REACTIVA'//)

C FLUJO DE CARGAS ENTRE LINEAS(NUMERO REFERIDO A LAS BARRAS)

DO 450 I=NG,NUMB

DO 440 J=NG,NUMB

X1=-YBUS(1,I,J)*ER(I,J)+YBUS(2,I,J)*EI(I,J)

X2=ER(I)**2*YCR(I,J)+EI(I)**2*YCI(I,J)

PWR(I,J)=X1*X2

X3=-YBUS(2,I,J)*ER(I,J)-YBUS(1,I,J)*EI(I,J)

X4=ER(I)**2*YCI(I,J)+EI(I)**2*YCR(I,J)

440 P*RI(I,J)=-(X3*X4)

450 CONTINUE

DO 460 I=NG,NUMB

DO 460 J=NG,NUMB

WRITE(3,470)I,J,P*RR(I,J),P*RI(I,J)

460 CONTINUE

470 FORMAT(7X,15,3X,15,5X,F9.5,5X,F9.5)

WRITE(3,265)

```

WRITE(3,480)
480 FORMAT(10X,'-----*/ 10X,'POTENCIA Y CARGA
1 LN CADA BARRA'/ 10X,'-----')
WRITE(3,435)
485 FORMAT(/ 24X,'P',13X,'Q' //)
DO 510 I=NG,NUMG
PM(I)=0.0
QM(I)=0.0
DO 490 J=NG,NUMG
PM(I)=PM(I)+PWRR(I,J)
490 QM(I)=QM(I)+PWRI(I,J)
WRITE(3,500)I,PM(I),QM(I)
500 FORMAT(10X,'BARRA',13,2X,F9.5,5X,F9.5)
510 CONTINUE
WRITE(3,265)

```

C POTENCIA GENERADA EXISTENTE

```

WRITE(3,520)
520 FORMAT('1' / 25X,'*****'/25X,
1'DATOS DE GENERACION' / 25X,'*****'
2'*****' //)
WRITE(3,530)
530 FORMAT(/ 20X,'-----*/ 20X,'POTENCIA GENERADA
EXISTENTE' / 20X,'-----' //)
WRITE(3,540)
540 FORMAT(30X,'P',13X,'Q' /)

```

NUMG2=NUMG+NUMG

```

DO 550 I=NG,NUMG2
PM(I)=PM(I)+LOAD(1,I)
QM(I)=QM(I)+LOAD(2,I)
DENOM=ER(I)**2+EI(I)**2
XIR=(PM(I)*ER(I)+QM(I)*EI(I))/DENOM
XII=(PM(I)*EI(I)-QM(I)*ER(I))/DENOM
XMAGI=XIR**2+XII**2
J=I-NUMG

```

C CALCULO DE LOS VOLTAJES INTERNOS DE CADA GENERADOR

```

EGR(J)=ER(I)+((PM(I)*ER(I)+QM(I)*EI(I))*RD(J)+(QM(I)*ER(I)-PM(I)*
GEI(I))*XD(J))/DENOM
EGI(J)=EI(I)+((PM(I)*EI(I)-QM(I)*ER(I))*RD(J)+(PM(I)*ER(I)+QM(I)*
GEI(I))*XD(J))/DENOM
EG(J)=SQRT(LGR(J)**2+EGI(J)**2)
DLTA(J)=ATAN(EGI(J)/LGR(J))

```

C POTENCIA MECANICA DE CADA GENERADOR

```

PM(J)=PM(I)+XMAGI*RD(J)
QM(J)=QM(I)+XMAGI*XD(J)
550 WRITE(3,560)J,PM(J),QM(J)
560 FORMAT(10X,'GENERADOR',1X,12,3X,F9.5,5X,F9.5,'J')
WRITE(3,265)

```

```

WRITE(3,570)
570 FORMAT(5X,'-----'//
1 5X,'VOLTAJES TRAS LA REACTANCIA TRANSIENTE DE GENERADORES'// 5X,
2'-----'//
3 5X,'GEN',7X,'VOLTAJE',9X,'MAGNITUD',2X,'DELTA(GRADOS)'//)
DO 580 I=1,NUMG
DELTA(I)=DELTA(I)*57.29578
580 WRITE(3,590)I,EGR(I),EGI(I),EG(I),DELTA(I)
DO 590 I=1,NUMG
590 DELTA(I)=DELTA(I)/57.29578

C   CALCULO DE LAS ADMITANCIAS SHUNT EQUIVALENTES
C   A LAS CARGAS EN CADA BARRA

DO 600 I=NG,NUMB
DO 600 J=NG,NUMB
YL(1,I,J)=0.0
600 YL(2,I,J)=0.0
CC  WRITE(3,610)
CC610 FORMAT(/// 10X,'ADMITANCIAS SHUNT EQUIVALENTES A LAS CARGAS EN CAD
CC  EA BARRA'//)
DO 620 I=NG,NUMB
MAGV=(R(I)**2+E(I)**2)
YL(1,I,I)=LOAD(1,I)/MAGV
620 YL(2,I,I)=-LOAD(2,I)/MAGV
CC  WRITE(3,630)(I,I,YL(1,I,I),YL(2,I,I),I=NG,NUMB)
CC630 FORMAT(20X,'YL(',I3,',',I3,')= ',F7.4,1X,F7.4,'J')

IF(ESTAB.EQ.1)GO TO 650
STOP
650 INVOKE STARI
END

```

T010 MEMBER DATE 81/08/17 TIME 23.50

TYPE	NAME	DISK ADDR	TOTAL	NUM TEXT/RECORD	ATTRIBUTES	LIN
S	STABI	67366/010726	J4/0022	96/60	00000000	

?? IBM SYSTEM/34 FORTRAN IV RELEASE 03 81/07/29 23:23
?? 001 TOTAL ERRORS FOR THIS COMPILATION
?? 4 WAS THE HIGHEST SEVERITY
??

??65280 DECIMAL IS THE MAIN STORAGE SIZE OF THE LOAD MEMBER
// READ DEVICE=SYSIN

*PROCESS LINK(R,LIB(T010),SUBLIB(T010),NOSOURCE,NOHALT,MAP,SIZE(64)
PROGRAM STABI

C *-----*
C * PROGRAMA PARA REALIZAR UN ESTUDIO DE ESTABILIDAD *
C * DE UN SISTEMA DE POTENCIA *
C *-----*

GLOBAL NUMB,NUMG,NL,BI(28),BF(28),SERYR(28),SERYI(28),TAP(28)
GLOBAL SHTYR(28),SHTYI(28),XD(10),YL(2,28,28),UG(10),DELTA(10)
GLOBAL PM(28),H(10),T,FR,DELTAT,TF,TOF,KLAVE,IPEFG,TIT1(12)
GLOBAL TIT2(12),TIT3(12),TIT4(12),TIT5(12),YGC(2,10,10),RD(10)
GLOBAL YGF(2,10,10),YGF0(2,10,10),IFAILT,IF,FI,FALLA,NTRANS
GLOBAL ZSERR(28),ZSERI(28),LONG(28),YSHTR(28),YSHTI(28)

REAL Y(2,23,28),YGG(2,10,10),YGB(2,28,28),YAU(2,10,10),
1 YBG(2,28,28),YBB(2,28,28),YBBINV(2,28,28),YAU2(2,28,28),
2 YCR(28,28),YCI(28,28),LONG,SERZR(28),SERZI(28)

INTEGER TITGEN(3),PRINT,YBUS(3),BI,BF,FALLA,
1 TIT1,TIT2,TIT3,TIT4,TIT5

DATA PRINT/3/,YBUS/* * * * *YBUS*/
DATA TITGEN/* * * * *YGEN*/

C FORMACION DE LA MATRIZ ADMITANCIA DE BARRA
C PARA EL ESTUDIO DE ESTABILIDAD

C EN ESTE ANALISIS SE HAN CONSIDERADO BARRAS INTERNAS PARA CADA
C GENERADOR,SE CREAN NUEVAS BARRAS, TRAS LA RECTANCIA TRANSIENTE
C DE CADA UNIDAD A FIN DE CONSIDERAR ESTOS NODOS INTERNOS

DO 25 I=1,NUMB
DO 25 J=1,NUMB
Y(1,I,J)=0.0
Y(2,I,J)=0.0
YCR(I,J)=0.0
25 YCI(I,J)=0.0

NING=NTRANS+NUMG
NTNCI=NING+1

IF(NTRANS.EQ.0)GO TO 40

```

DO 30 I=1,NTNG
DENK=(ZSERR(1)**2+ZSERI(1)**2)*TAP(1)
TK1=(TAP(1)+ZSERR(1)-ZSERI(1))/DENK
TK2=(ZSERI(1)-TAP(1)+ZSERR(1))/DENK
SERYR(1)=ZSERR(1)/DENK
SERYI(1)=-ZSERI(1)/DENK
L=BI(1)
M=BF(1)
YCR(L,M)=-TK1/TAP(1)
YCI(L,M)=-TK2/TAP(1)
YCR(M,L)=TK1
YCI(M,L)=TK2
Y(1,L,L)=Y(1,L,L)+SERYR(1)+YCR(L,M)
Y(2,L,L)=Y(2,L,L)+SERYI(1)+YCI(L,M)
Y(1,M,M)=Y(1,M,M)+SERYR(1)+YCR(M,L)
Y(2,M,M)=Y(2,M,M)+SERYI(1)+YCI(M,L)
Y(1,L,M)=Y(1,L,M)-SERYR(1)
Y(2,L,M)=Y(2,L,M)-SERYI(1)
Y(1,M,L)=Y(1,M,L)-SERYR(1)
30 Y(2,M,L)=Y(2,M,L)-SERYI(1)

```

```

DO 35 I=NTNG1,NL
SHTYR(1)=YSHTR(1)*LONG(1)
SHTYI(1)=YSHTI(1)*LONG(1)
SERZR(1)=ZSERR(1)*LONG(1)
SERZI(1)=ZSERI(1)*LONG(1)
DEN=SERZR(1)**2+SERZI(1)**2
SERYR(1)=SERZR(1)/DEN
SERYI(1)=-SERZI(1)/DEN
L=BI(1)
M=BF(1)
Y(1,L,L)=Y(1,L,L)+SERYR(1)+SHTYR(1)/2.
Y(2,L,L)=Y(2,L,L)+SERYI(1)+SHTYI(1)/2.
Y(1,M,M)=Y(1,M,M)+SERYR(1)+SHTYR(1)/2.
Y(2,M,M)=Y(2,M,M)+SERYI(1)+SHTYI(1)/2.
Y(1,L,M)=Y(1,L,M)-SERYR(1)
Y(2,L,M)=Y(2,L,M)-SERYI(1)
Y(1,M,L)=Y(1,M,L)-SERYR(1)
35 Y(2,M,L)=Y(2,M,L)-SERYI(1)

```

```

GO TO 50
40 DO 45 I=1,NL
L=BI(1)
M=BF(1)
Y(1,L,L)=Y(1,L,L)+SERYR(1)+SHTYR(1)/2.
Y(2,L,L)=Y(2,L,L)+SERYI(1)+SHTYI(1)/2.
Y(1,M,M)=Y(1,M,M)+SERYR(1)+SHTYR(1)/2.
Y(2,M,M)=Y(2,M,M)+SERYI(1)+SHTYI(1)/2.
Y(1,L,M)=Y(1,L,M)-SERYR(1)
Y(2,L,M)=Y(2,L,M)-SERYI(1)
Y(1,M,L)=Y(1,M,L)-SERYR(1)
45 Y(2,M,L)=Y(2,M,L)-SERYI(1)

```

```

50 NG=NUMG+1

```

```

DO 55 I=NG,NUMB
DO 55 J=NG,NUMB

```

```

      Y(1,I,J)=Y(1,I,J)+YL(1,I,J)
55  Y(2,I,J)=Y(2,I,J)+YL(2,I,J)
CC  WRITE(3,60)
CC  60  FORMAT(1H1,4X,'MATRIZ ADMITANCIA DE BARRA DEL SISTEMA PARA REALIZA
CC  OR EL ESTUDIO DE ESTABILIDAD'//)
CC  DO 65 I=1,NUMB
CC  DO 65 J=1,NUMB
CC  65  WRITE(3,70)I,J,Y(1,I,J),Y(2,I,J)
CC  70  FORMAT(10X,'YBAR('',I2,'','',I2,'')= ',F10.5,2X,F10.5,'J')

```

C TRASPASO LOS VALORES DE MATRIZ Y A MATRIZ YL

```

      DO 75 I=1,NUMB
      DO 75 J=1,NUMB
      YL(1,I,J)=Y(1,I,J)
      YL(2,I,J)=Y(2,I,J)
75  CONTINUE

```

C PARTICION DE LA MATRIZ YBUS

```

      KSW=1
80  I2=NUMG+1
      N2=NUMB)-NUMG
      CALL SUBMC(1,NUMG,1,NUMG,Y,YAUX2)
      CALL SUBMC(1,NUMG,I2,N2,Y,YGB)
      CALL SUBMC(I2,N2,1,NUMG,Y,YBG)
      CALL SUBMC(I2,N2,I2,N2,Y,YBB)

```

C INVERSION DE LA MATRIZ YBB

```

      CALL MCINV(YBB,YBBINV,N2)

```

C FORMACION DE LA MATRIZ YGEN

```

      CALL MULMC(YGB,YBBINV,YBB,NUMG,N2,N2)
      CALL MULMC(YBB,YBG,YGB,NUMG,N2,NUMG)

```

C YAUX Y YAUX2 SON 2 ARREGLOS AUXILIARES

C YAUX ES DE ORDEN NUMG X NUMG

C YAUX2 ES DE ORDEN NUMB X NUMB

```

      DO 82 I=1,NUMG
      DO 82 J=1,NUMB
      YAUX(1,I,J)=YGB(1,I,J)
      YAUX(2,I,J)=YGB(2,I,J)
      YGG(1,I,J)=YAUX2(1,I,J)
82  YGG(2,I,J)=YAUX2(2,I,J)

```

```

      IF(KSW-1)95,85,105

```

```

85  CALL RESMC(YGG,YAUX,YGD,NUMG,NUMG)
      WRITE(PRINT,90)

```

90 FORMAT(1H1 / 10X,'MATRIZ ADMITANCIA DE GENERADORES DEL SISTEMA ANTE
 915 DE LA FALLA' //)

```

      CALL IMPMC2(PRINT,YGD,NUMG,NUMG,TITGEN)
      GO TO 115

```

```

95  CALL RESMC(YGG,YAUX,YGF,NUMG,NUMG)

```




```

WRITE(PRINT,100)
100 FORMAT(1H1 / 5X, *MATRIZ ADMITANCIA DE GENERADORES DEL SISTEMA FALL
*ADO*///)
CALL IMPMC2(PRINT,YGF,NUMG,NUMG,TITGEN)
GO TO 115
105 CALL RESMC(YGG,YAUX,YGFD,NUMG,NUMG)
WRITE(PRINT,110)
110 FORMAT(1H1 / 5X, *MATRIZ ADMITANCIA DE GENERADORES DEL SISTEMA CON
*LA FALLA DESPLAJADA*///)
CALL IMPMC2(PRINT,YGFD,NUMG,NUMG,TITGEN)
115 CONTINUE
IF(KSN=1)140,120,155

```

C FORMO MATRIZ ADMITANCIA DE BARRA DEL SISTEMA FALLADO

C LFAULT=LINEA EN LA CUAL OCURPE UNA FALLA TRIFASICA,ESTA
C LINEA TIENE COMO EXTREMOS A LAS BARRAS LF Y LI
C LF= BARRA CERCA DE LA CUAL OCURPE LA FALLA
C LI= BARRA LEJANA A LA FALLA

```

120 DO 125 I=1,NUMB
Y(1,I,LF)=0.0
Y(2,I,LF)=0.0
Y(1,LF,I)=0.0
Y(2,LF,I)=0.0

```

125 CONTINUE

CC WRITE(PRINT,130)

CC130 FORMAT(1H1 / 5X, *MATRIZ ADMITANCIA DE HARRA DEL SISTEMA FALLADO*///)
CC CALL IMPMC(PRINT,Y,NUMB,NUMB,YBUS)

KSW=0
GO TO 80

C FORMACION DE LA MATRIZ ADMITANCIA DE PARRA DEL SISTEMA CON LA
C FALLA DESPEJADA. SE CONSIDERA QUE LA LINEA LFAULT SALI
C FUERA DE SERVICIO AL OPERAR LOS INTERRUPTORES DE LA MISMA

```

140 YL(1,LF,LF)=YL(1,LF,LF)+YL(1,LF,LI)
YL(2,LF,LF)=YL(2,LF,LF)+YL(2,LF,LI)
YL(1,LI,LI)=YL(1,LI,LI)+YL(1,LF,LI)
YL(2,LI,LI)=YL(2,LI,LI)+YL(2,LF,LI)
YL(1,LF,LI)=0.0
YL(2,LF,LI)=0.0
YL(1,LI,LF)=0.0
YL(2,LI,LF)=0.0

```

CC WRITE(PRINT,145)

CC145 FORMAT(1H1 / 5X, *MATRIZ ADMITANCIA DE BARRA DEL SISTEMA CON LA FALL
CC *A DESPEJADA*///)
CC CALL IMPMC(PRINT,YL,NUMB,NUMB,YBUS)

C TRASPASO LOS VALORES DE MATRIZ YL A MATRIZ Y

```

DO 150 I=1,NUMB
DO 150 J=1,NUMB
Y(1,I,J)=YL(1,I,J)
150 Y(2,I,J)=YL(2,I,J)

```

KSW=2
GO TO 80
155 INVOKE STAB12
END

T010

MEMBER

DATE 81/08/17

TIME 23.52

TYPE	NAME	DISK ADDR	TOTAL	NUM TEXT/RECORD	ATTRIBUTES	LINK
------	------	-----------	-------	-----------------	------------	------

S	MCINV	67122/010532	6/0006	96/60	00000000	
---	-------	--------------	--------	-------	----------	--

```
?? IBM SYSTEM/34 FORTRAN IV RELEASE 03          81/07/29 23:11
```

```
?? 000 TOTAL ERRORS FOR THIS COMPILATION
```

```
??
```

```
?? 1063 DECIMAL IS THE CODE LENGTH OF THE SUBROUTINE MEMBER
```

```
??
```

```
*PROCESS OBJECT(R,LIS(T010)),NOSOURCE,NOHALT
```

```
SUBROUTINE MCVIN(A,B,N)
```

```
C SUBROUTINA PARA INVERTIR UNA MATRIZ COMPLEJA
```

```
DIMENSION A(2,28,28),B(2,28,28)
```

```
C FORMO MATRIZ DIAGONAL B
```

```
DO 20 I=1,N
```

```
DO 10 J=1,N
```

```
B(1,I,J)=0.
```

```
10 B(2,I,J)=0.
```

```
20 B(1,I,I)=1.
```

```
C COMIENZO DEL PROCESO DE ELIMINACION
```

```
DO 100 L=1,N
```

```
C NORMALIZACION DE LA FILA DEL PIVOTE
```

```
C=A(1,L,L)
```

```
D=A(2,L,L)
```

```
DEN=C*C+D*D
```

```
DO 50 J=1,N
```

```
IF(J-L)40,40,30
```

```
30 AX=A(1,L,J)
```

```
AY=A(2,L,J)
```

```
A(1,L,J)=(AX*C+AY*D)/DEN
```

```
A(2,L,J)=(AY*C-AX*D)/DEN
```

```
40 BX=B(1,L,J)
```

```
BY=B(2,L,J)
```

```
B(1,L,J)=(BX*C+BY*D)/DEN
```

```
50 B(2,L,J)=(BY*C-BX*D)/DEN
```

```
C REDUCCION DE LOS ELEMENTOS DE CADA COLUMNA EXCEPTO DEL PIVOTE
```

```
DO 90 I=1,N
```

```
IF(I-L)55,90,55
```

```
55 C=A(1,I,L)
```

```
D=A(2,I,L)
```

```
DO 80 J=1,N
```

```
IF(J-L)70,70,60
```

```
60 AX=A(1,L,J)
```

```
AY=A(2,L,J)
```

```
A(1,I,J)=A(1,I,J)-(AX*C-AY*D)
```

```
A(2,I,J)=A(2,I,J)-(AY*C+AX*D)
```

```
70 BX=B(1,L,J)
```

```
BY=B(2,L,J)
```

```
B(1,I,J)=B(1,I,J)-(BX*C-AY*D)
```

```
80 B(2,I,J)=B(2,I,J)-(BY*C+BX*D)
```

```
90 CONTINUE
```

```
100 CONTINUE
```

```
RETURN
```

END

??SYS-3133 I MCINV MODULE IS CATALOGED AS A SUBROUTINE MEMBER
?? J010 IS THE LIBRARY NAME
?? 8 TOTAL NUMBER OF LIBRARY SECTORS
?? 020 CATEGORY NUMBER
??SYS-3135 I MCINV MODULE'S CODE LENGTH IS
?? 1063 DECIMAL

T010 MEMBER DATE 81/08/17 TIME 23.52

TYPE	NAME	DISK ADDR	TOTAL	NUM TEXT/RECORD	ATTRIBUTES	LINK
S	SUBMC	67119/01062F	3/0003	96/60	00000000	

?? IBM SYSTEM/34 FORTRAN IV RELEASE 03 81/07/29 23:08
?? 000 TOTAL ERRORS FOR THIS COMPILATION

?? 348 DECIMAL IS THE CODE LENGTH OF THE SUBROUTINE MEMBER

PROCESS OBJECT(R,LIB(T010)),NOSOURCE,NOHALT

C SUBROUTINA PARA COPIAR UNA SUBMATRIZ DE UNA MATRIZ COMPLEJA A.

C A LA MATRIZ B(NUMF,NUMC)

SUBROUTINE SUBMC(IINI,NUMF,JINI,NUMC,A,B)

DIMENSION A(2,28,28),B(2,28,28)

DO 25 IB=1,NUMF

IA=IB+IINI-1

DO 25 JB=1,NUMC

JA=JB+JINI-1

B(1,IB,JB)=A(1,IA,JA)

25 B(2,IB,JB)=A(2,IA,JA)

RETURN

END

??SYS-3133 I SUBMC MODULE IS CATALOGED AS A SUBROUTINE MEMBER

?? T010 IS THE LIBRARY NAME

?? 4 TOTAL NUMBER OF LIBRARY SECTORS

?? 020 CATEGORY NUMBER

??SYS-3135 I SUBMC MODULE'S CODE LENGTH IS

?? 348 DECIMAL

T010

MEMBER

DATE 81/08/17

TIME 23.53

TYPE	NAME	DISK ADDR	TOTAL	NUM TEXT/RECORD	ATTRIBUTES	LINK
------	------	-----------	-------	-----------------	------------	------

S	MULMC	67128/010638	4/0004	96/60	*	00000000
---	-------	--------------	--------	-------	---	----------

?? IBM SYSTEM/34 FORTRAN IV RELEASE 03
 ?? 000 TOTAL ERRORS FOR THIS COMPILATION

81/07/29 23:15

?? 511 DECIMAL IS THE CODE LENGTH OF THE SUBROUTINE MEMBER

PROCESS OBJECT(R,LIB(T010),NDSOURCE,NOHALT

SUBROUTINE MULMC(A,P,C,M,L,N)

C SUBROUTINA PARA MULTIPLICAR 2 MATRICES COMPLEJAS

DIMENSION A(2,28,28),B(2,28,28),C(2,28,28),S(2)

DO 4 J=1,N

DO 4 I=1,M

S(1)=0.0

S(2)=0.0

DO 3 K=1,L

S(1)=S(1)+A(1,I,K)*B(1,K,J)-A(2,I,K)*B(2,K,J)

3 S(2)=S(2)+A(1,I,K)*B(2,K,J)+A(2,I,K)*B(1,K,J)

C(1,I,J)=S(1)

4 C(2,I,J)=S(2)

RETURN

END

??SYS-3133 I MULMC MODULE IS CATALOGED AS A SUBROUTINE MEMBER

?? T010 IS THE LIBRARY NAME

?? 5 TOTAL NUMBER OF LIBRARY SECTORS

?? 020 CATLGORY NUMBER

??SYS-3135 I MULMC MODULE'S CODE LENGTH IS

?? 511 DECIMAL

T010 MEMBER DATE 81/08/17 TIME 23.54

TYPE	NAME	DISK ADDR	TOTAL	NUM TEXT/RECORD	ATTRIBUTES	LINE
S	RESMC	67101/010610	3/0003	96/60	00000000	

?? IBM SYSTEM/34 FORTRAN IV RELEASE 03 81/07/20 22:52

?? 000 TOTAL ERRORS FOR THIS COMPILATION

??

?? 296 DECIMAL IS THE CODE LENGTH OF THE SUBROUTINE MEMBER

??

*PROCESS OBJECT(R,LIB(T010),NOSOURCE,NOHALT

SUBROUTINE RESMC(A,B,C,M,N)

C SUBROUTINA PARA RESTAR 2 MATRICES COMPLEJAS

DIMENSION A(2,10,10),B(2,10,10),C(2,10,10)

DO 20 I=1,M

DO 20 J=1,N

C(1,I,J)=A(1,I,J)-B(1,I,J)

20 C(2,I,J)=A(2,I,J)-B(2,I,J)

RETURN

END

??SYS-3133 I RESMC MODULE IS CATALOGED AS A SUBROUTINE MEMBER

?? T010 IS THE LIBRARY NAME

?? 3 TOTAL NUMBER OF LIBRARY SECTORS

?? 020 CATEGORY NUMBER

??SYS-3135 I RESMC MODULE'S CODE LENGTH IS

?? 296 DECIMAL

T010

MEMBER

DATE 81/08/17

TIME 23.53

TYPE	NAME	DISK ADDR	TOTAL	NUM	TEXT/RECORD	ATTRIBUTES	LINK
------	------	-----------	-------	-----	-------------	------------	------

S	IMPMC	67116/01062C	3/0003		96/60	00000000	
---	-------	--------------	--------	--	-------	----------	--

?? IMP SYSTEM/34 FORTRAN IV RELEASE 03 81/07/29 23:06

?? 000 TOTAL ERRORS FOR THIS COMPILATION

?? 439 DECIMAL IS THE CODE LENGTH OF THE SUBROUTINE MEMBER

0PROCESS OBJECT(R,LI(T010)),NOSOURCE,NOHALT

SUBROUTINE IMPMC(IMP,A,M,N,LETRAS)

SUBROUTINA PARA IMPRIMIR DATOS DE MATRIZ COMPLEJA

NUMERO DE FILAS NUMERO DE COLUMNAS

DIMENSION A(2,20,20),LETRAS(3)

DO 10 I=1,M

DO 10 J=1,N

10 WRITE(IMP,101)LETRAS,I,J,(A(K,I,J),K=1,2)

101 FORMAT(1X,3A4,'(','.12,'.','.12,') = ',E12.5,' + J ',E12.5)

RETURN

END

??SYS-3133 I IMPMC MODULE IS CATALOGED AS A SUBROUTINE MEMBER

?? T010 IS THE LIBRARY NAME

?? 5 TOTAL NUMBER OF LIBRARY SECTORS

?? 020 CATEGORY NUMBER

??SYS-3135 I IMPMC MODULE'S CODE LENGTH IS

?? 439 DECIMAL

T010 MEMBER DATE 81/08/17 TIME 23.54

TYPE NAME DISK ADDR TOTAL NUM TEXT/RECORD ATTRIBUTES LINK

S IMPMC2 67109/010625 3/0003 96/60 00000000

?? IBM SYSTEM/34 FORTRAN IV RELEASE 03 81/07/22 21:49

?? 000 TOTAL ERRORS FOR THIS COMPILATION

??

?? 439 DECIMAL IS THE CODE LENGTH OF THE SUBROUTINE MEMBER

??

*PROCESS OBJECT(R,LIB(T010)),NOSOURCE,NOHALT

SUBROUTINE IMPMC2(IMP,A,M,N,LETRAS)

C SUBROUTINA PARA IMPRIMIR DATOS DE MATRIZ COMPLEJA

C M=NUMERO DE FILAS N=NUMERO DE COLUMNAS

DIMENSION A(2,10,10),LETRAS(3)

DO 10 I=1,M

DO 10 J=1,N

10 WRITE(IMP,101)LETRAS,I,J,(A(K,I,J),K=1,2)

101 FORMAT(1X,3A4,'('.I2,'.',I2,') = ',E12.5,' + J ',E12.5)

RETURN

END

??SYS-3133 I IMPMC2 MODULE IS CATALOGED AS A SUBROUTINE MEMBER

?? T010 IS THE LIBRARY NAME

?? 5 TOTAL NUMBER OF LIBRARY SECTORS

?? 020 CATEGORY NUMBER

??SYS-3135 I IMPMC2 MODULE'S CODE LENGTH IS

?? 439 DECIMAL

TO10 MEMBER DATE 81/08/17 TIME 23.51

TYPE	NAME	DISK ADDR	TOTAL	NUM TEXT/RECORD	ATTRIBUTES	LINE
S	STAB12	67450/01077A	36/0024	96/60	00000000	

?? IBM SYSTEM/34 FORTRAN IV RELEASE 03 81/08/11 22:17
?? 001 TOTAL ERRORS FOR THIS COMPILATION
?? 4 WAS THE HIGHEST SEVERITY
??

??46075 DECIMAL IS THE MAIN STORAGE SIZE OF THE LOAD MEMBER

// READ DEVICE=SYSIN

*PROCESS LINK(R,LIU(TO10)),SUBLIB(TO10),NOSOURCE,NCHALT,MAP,SIZE(64)
PROGRAM STAB12

C *-----*
C *PROGRAMA PARA RESOLVER UN SISTEMA DE ECUACIONES DIFERENCIALES DE *
C *SEGUNDO ORDEN UTILIZANDO EL METODO DE RUNGE-KUTTA DE CUARTO *
C *ORDEN. GRAFICACION DE LAS FUNCIONES CON LOS PUNTOS ENCONTRADOS *
C *-----*

GLOBAL NUMB,NUMG,NL,BI(28),BF(28),SERYP(28),SERYP1(28),TAP(28)
GLOBAL SHTYR(28),SHTYI(28),XD(10),YL(2,28,28),EG(10),DELTA(10)
GLOBAL PM(28),H(10),T,FR,DELTAT,TF,TDF,KLAVE,IRLEF,TIT1(12)
GLOBAL TIT2(12),TIT3(12),TIT4(12),TIT5(12),YGO(2,10,10),RO(10)
GLOBAL YGF(2,10,10),YGF1(2,10,10),LFAULI,LF,LI,FALLA,NTRAN,
GLOBAL ZSERR(28),ZSERI(28),LONG(28),YSHTR(28),YSHI(28)

DIMENSION G(10,10),B(10,10),YGM(10,10),TH(10,10),GO(10,10),
1 BO(10,10),YGM(10,10),TH(10,10),GTIME(200),
2 YGMFD(10,10),THFD(10,10),GFD(10,10),BFD(10,10),
3 GDS(10,200),GDSR(10,200),W(10),C(10)

INTEGER LINT1(33),LINT2(33),LINT3(33),BLANCO,GUION,BF,BI,FALLA
INTEGER TIT1,TIT2,TIT3,TIT4,TIT5
REAL LONG

DATA BLANCO/' ' /*,GUION/'-----'/*

C SEPARO PARTE REAL E IPAGINARIA DE CADA ADMITANCIA DE LA
C MATRIZ MODIFICADA YGEN (YGEN=G+J B)

DO 5 I=1,NUMG
DO 5 J=1,NUMG
G(I,J)=YGF(1,I,J)
B(I,J)=YGF(2,I,J)
GO(I,J)=YGO(1,I,J)
BO(I,J)=YGO(2,I,J)
GFD(I,J)=YGF(1,I,J)
5 BFD(I,J)=YGF(2,I,J)

C * YGEN(ANTES DEL DISTURBIO)=G + J HO *
C * YGEN(AL PRODUCIRSE EL DISTURBIO)=G + J B *
C * YGEN AL DESPEJARSE LA FALLA (YGEN=GFD + J BFD) *
C *-----*

C CALCULO DE LA MAGNITUD DE CADA ADMITANCIA YGEN:YGM
C CALCULO DEL ANGULO DE CADA ADMITANCIA YGEN:TH

```
DO 10 J=1,NUMG  
DO 10 K=1,NUMG  
YGM(J,K)=SQRT(G(J,K)**2+B(J,K)**2)  
YGM(J,K)=SQRT(GO(J,K)**2+BO(J,K)**2)  
YGMFD(J,K)=SQRT(GFD(J,K)**2+BFD(J,K)**2)  
TH(J,K)=ATAN(B(J,K)/G(J,K))  
THO(J,K)=ATAN(BO(J,K)/GO(J,K))  
10 THFD(J,K)=ATAN(BFD(J,K)/GFD(J,K))
```

PI=3.1416

C LAS CONSTANTES HI ESTAN DADAS EN SEGUNDOS.
C LAS VELOCIDADES WI EN RADIANTES/SEGUNDO.
C LOS ANGULOS DI ESTAN DADOS EN RADIANES
C LA CONSTANTE DELTAT EQUIVALE AL INCREMENTO DE TIEMPO

```
PIFR=PI*FR  
DO 15 I=1,NUMG  
15 W(I)=2.*PIFR
```

C DETERMINAR EL NUMERO DE PUNTOS A GRAFICARSE

NP=(TF-TI)/DELTAT+1.5

```
DO 25 I=1,NUMG  
25 C(I)=PIFR/W(I)
```

C ** CALCULAR LOS ANGULOS DE LOS GENERADORES EN FUNCION DEL TIEMPO *

```
DO 80 ICAL=1,NP
```

C DETERMINACION DEL TIPO DE FALLA

```
GO TO (30,55),FALLA  
30 IF(T-TOF)35,40,40  
35 CALL RKUTTA(T,DELTA,W,DELTAT,YGM,TH,G,EG,C,PM,NUMG,FR)  
GO TO 70  
40 GO TO(45,50),KLAVE  
45 CALL RKUTTA(T,DELTA,W,DELTAT,YGMFD,THFD,GFD,EG,C,PM,NUMG,FR)  
GO TO 70  
50 CALL RKUTTA(T,DELTA,W,DELTAT,YGM,THO,GO,EG,C,PM,NUMG,FR)  
GO TO 70  
55 IF(T-TOF)60,65,65  
60 CALL RKUTTA(T,DELTA,W,DELTAT,YGMFD,THFD,GFD,EG,C,PM,NUMG,FR)  
GO TO 70  
65 CALL RKUTTA(T,DELTA,W,DELTAT,YGM,THO,GO,EG,C,PM,NUMG,FR)
```

C *****
C * KLAVE ES UN DATO DE LECTURA
C * KLAVE 1 : LA FALLA TRIFASICA SE DESPEJA AL OPERAR LOS
C * INTERRUPTORES Y DEJAR FUERA DE SERVICIO
C * LAS 3 LINEAS FALLADAS EN EL SISTEMA
C *

```

C * KLAVE 2 : LA FALLA SE DESPEJA POR SI SOLA SIN NECESIDAD *
C * DE DESPEJAR FUERA DE SERVICIO LAS LINEAS FALLADAS. *
C * EN ESTE ULTIMO CASO EL SISTEMA PERMANECE *
C * IGUAL QUE ANTES DE PRODUCIRSE LA FALLA. *
C *****

```

```

70 GTIME(ICAL)=T
DO 75 I=1,NUMG
75 GDS(I,ICAL)=DELTA(I)
T=T+DLTAT
80 CONTINUE

```

```

C *****
C * IMPRESION DE TITULOS Y VALORES *
C *****

```

```

C TRANSFORMAR ANGULOS DELTA DADOS EN RADIANES A GRADOS

```

```

DO 85 I=1,NUMG
DO 85 J=1,NP
85 GDS(I,J)=GDS(I,J)*57.29578

```

```

C ANGULOS DELTA RELATIVOS EN GRADOS

```

```

DO 90 I=1,NUMG
DO 90 J=1,NP
90 GDSR(I,J)=GDS(I,J)-GDS(IREFG,J)

```

```

LTIT=12
LLIN=3*(NUMG+1)
IF(LLIN.LT.LTIT)LLIN=LTIT
NESP=(LLIN-LTIT)/2

```

```

DO 95 I=1,33
LINT1(I)=BLANCO
95 LINT2(I)=BLANCO
DO 100 I=1,LTIT
J=NESP+I
LINT1(J)=TIT1(I)
100 LINT2(J)=TIT2(I)

```

```

C INICIALIZAR CONTADOR

```

```

LCONT=0
DO 140 J=1,NP
IF(LCONT)105,105,130
105 WRITE(3,110)LINT1,LINT2,(GION,I=1,LLIN)
110 FORMAT(* *,33A4 / * *,33A4 // * *,33A4)
WRITE(3,115)(I,I=1,NUMG)
115 FORMAT(7X,'TIEMPO',10(10,'-DELTA'))
WRITE(3,120)(GION,I=1,LLIN)
120 FORMAT(* *,33A4)
WRITE(3,125)
125 FORMAT(1H0)

```

```

130 LCONT=LCONT+1
    IF(LCONT.EQ.50)LCONT=0
    WRITE(3,135)GTIME(J),(GDS(I,J),I=1,NUMG)
135 FORMAT(' ',4X,FB.4,10(F12.4))
140 CONTINUE

```

```

    WRITE(3,150)
150 FORMAT('1',20X,'-----
1-----// 20X,'GRAFICO DE LOS ANGULOS INTERNOS DE CADA GEN
2ERADOR EN FUNCION DEL TIEMPO'/ 20X,'-----
3-----'// 20X,'EL TIEMPO ESTA
4DADO EN SEGUNDOS Y LOS ANGULOS EN GRADOS'///)

```

C GRAFICACION DE LOS VALORES CALCULADOS

```
CALL GRAFIC(GDS,NUMG,NP,999,DELTAT)
```

```

DO 160 I=1,33
LINT1(I)=BLANCO
LINT2(I)=BLANCO
160 LINT3(I)=BLANCO
DO 165 I=1,LTIT
J=NESP+I
LINT1(J)=TIT3(I)
LINT2(J)=TIT4(I)
165 LINT3(J)=TIT5(I)

```

```
LCONT=0
```

```

DO 195 J=1,NP
IF(LCONT)170,170,185
170 WRITE(3,175)LINT1,LINT2,LINT3,(GUION,I=1,LLIN)
175 FORMAT('1',33A4 / ' ',33A4 / ' ',33A4 // ' ',33A4)
    WRITE(3,180)(I,I=1,NUMG)
180 FORMAT(7X,'TIEMPO',10(I6,'-(DELTR)')
    WRITE(3,120)(GUION,I=1,LLIN)

```

```
WRITE(3,125)
```

```

185 LCONT=LCONT+1
    IF(LCONT.EQ.50)LCONT=0
    WRITE(3,190)GTIME(J),(GDSR(I,J),I=1,NUMG)
190 FORMAT(' ',4X,FB.4,10(F12.4))
195 CONTINUE

```

```

    WRITE(3,200)IREFG
200 FORMAT('1',20X,'-----
1---// 20X,'GRAFICO DE LOS ANGULOS RELATIVOS EN FUNCION DEL TIEMPO
2 // 20X,'-----
3// 20X,'LOS ANGULOS SON RELATIVOS A UNA REFERENCIA IDENTIFICADA EN
4EL PROGRAMA COMO IREFG'/20X,'PARA ESTE ANALISIS SE UTILIZO COMO GE
5NERADOR DE REFERENCIA AL GENERADOR',1X,13 / 20X,'EL TIEMPO ESTA DA
6DO EN SEGUNDOS Y LOS ANGULOS EN GRADOS'///)

```

C GRAFICACION DE LOS VALORES CALCULADOS

CALL GRAFIC(GOSR,NUMG,NP,999,DELTAT)

STOP

END

T010 MEMBER DATE 81/08/17 TIME 23.56

TYPE NAME DISK ADDR TOTAL NUM TEXT/RECORD ATTRIBUTES LINK

S RKUTTA 67041/0105E1 12/000C 96/60 0000000

?? IBM SYSTEM/34 FORTRAN IV RELEASE 03 81/07/09 22:36

?? 000 TOTAL ERRORS FOR THIS COMPILATION

??

?? 1328 DECIMAL IS THE CODE LENGTH OF THE SUBROUTINE MEMBER

??

PROCESS OBJECT(R,LIB(T010)),NOSOURCE,NOHALT,MAP
SUBROUTINE RKUTTA(T,DELTA,W,DELTA1,YGL,THL,GL,EG,C,PM,NUMG,FR)

DIMENSION DELTA(10),W(10),YGL(10,10),THL(10,10),GL(10,10),EG(10),

C(10),PM(10),XK(10),XL(10),SK(10),SL(10)

C *****
C SUBROUTINA PARA RESOLVER UN SISTEMA DE ECUACIONES DIFERENCIALES
C UTILIZANDO EL METODO DE RUNGE-KUTTA DE CUARTO ORDEN
C *****

PI=3.1416

DO 3 J=1,NUMG

SK(J)=0.0

3 SL(J)=0.0

DOSPIF=2.*PI*FR

DO 90 I=1,4

DO 70 J=1,NUMG

GO TO(5,10,10,15),I

5 DELJ=DELTA(J)

OMEJ=W(J)

GO TO 20

10 DELJ=DELTA(J)+XK(J)*0.5

OMEJ=W(J)+XL(J)*0.5

GO TO 20

15 DELJ=DELTA(J)+XK(J)

OMEJ=W(J)+XL(J)

C *** CALCULO DE LA POTENCIA ELECTRICA DEL GENERADOR J ***

20 PE=EG(J)*GL(J,J)

DO 50 K=1,NUMG

IF(J.EQ.K)GO TO 50

GO TO(25,30,30,35),I

25 DELK=DELTA(K)

GO TO 40

30 DELK=DELTA(K)+XK(K)*0.5

GO TO 40

35 DELK=DELTA(K)+XK(K)

40 PE=PE+EG(K)*YGL(J,K)*COS(THL(J,K)-DELJ*DELK)

50 CONTINUE

PE=PE*EG(J)

C LOS VALORES DE XK Y XL SON LOS CAMBIOS



C EN DELTA Y W RESPECTIVAMENTE

XK(J)=(OMEJ-DOSPIF)*DELTAT
XL(J)=C(J)*(PM(J)-PE)*DELTAT

C *** EN LAS ECUACIONES PREVIAS LA CONSTANTE C EQUIVALE 000
C *** A (PI*FR)/H SIENDO H LA CONSTANTE DE INERCIA DE 000
C *** CADA GENERADOR. PM CORRESPONDE A LA POTENCIA MECANICA 000
C *** DE CADA UNIDAD Y DELTAT ES EL INCREMENTO DE TIEMPO 000

GO TO(55,60,60,55),I

55 SK(J)=SK(J)+XK(J)

SL(J)=SL(J)+XL(J)

GO TO 70

60 SK(J)=SK(J)+2.*XK(J)

SL(J)=SL(J)+2.*XL(J)

70 CONTINUE

90 CONTINUE

DO 100 J=1,NUMG

DELTA(J)=DELTA(J)+SK(J)/6.

100 W(J)=W(J)+SL(J)/6.

RETURN

END

?? VARIABLE ALLOCATION MAP

?? NAME	AT	HEX1	DEC1	HEX2	DEC2	NAME	AT	HEX1	DEC1	HEX2	DEC2
?? T	R	0006	00006			DELTA	R	000A	00010	000B	00011
?? W	R	000C	00012	000D	00013	DELTAT	R	000E	00014		
?? YGL	R	0012	00018	0013	00019	THL	R	0014	00020	0015	00021
?? SL	R	0016	00022	0017	00023	EG	R	0018	00024	0019	00025
?? C	R	001A	00026	001B	00027	PM	R	001C	00028	001D	00029
?? NUMG	I	001E	00030			FR	R	0022	00034		
?? XK	R	0026	00038	004D	00077	XL	R	004E	00073	0075	00117
?? SK	R	0076	00118	009D	00157	SL	R	009E	00154	00C5	00197
?? PI	R	00C6	00198			J	I	00CA	00202		
?? DOSPIF	R	00CE	00206			I	I	00D2	00210		
?? DFLJ	P	00D6	00214			OMEJ	R	00DA	00218		
?? PE	R	00DE	00222			K	I	00E2	00226		
?? DELK	R	00E6	00230								

??SYS-3133 I RKUTTA MODULE IS CATALOGED AS A SUBROUTINE MEMBER

?? T010 IS THE LIBRARY NAME

?? 9 TOTAL NUMBER OF LIBRARY SECTORS

?? 020 CATEGORY NUMBER

??SYS-3135 I RKUTTA MODULE'S CODE LENGTH IS

?? 1328 DECIMAL

T010 MEMBER DATE 81/08/17 TIME 23.55

TYPE NAME DISK ADDR TOTAL NUM TEXT/RECORD ATTRIBUTES LINK

S GRAFIC 67486/01079E 15/000F 96/60 00000000

?? IBM SYSTEM/34 FORTRAN IV RELEASE 03 81/08/12 22:15
?? 000 TOTAL ERRORS FOR THIS COMPILATION

?? 2669 DECIMAL IS THE CODE LENGTH OF THE SUBROUTINE MEMBER

PROCESS OBJECT(R,LIB(T010)),NOSOURCE,NOHALT,MAP
SUBROUTINE GRAFIC(DELTA,G,M,NF,MAX,DELTA,T)

C *-----*
C * ESTA SUBROUTINA IMPRIME HASTA 10 GRAFICOS DE *
C * ANGULOS DE GENERADORES EN FUNCION DEL TIEMPO *
C *-----*

DIMENSION DELTAG(10,200)
INTEGER LINE(101),L(11),LETRA(10)

10 WRITE(3,10)MAX,M,NF
FORMAT(10X,'MAXIMO VALOR DE ESCALA ORDINARIA',15/10X,
'CANTIDADES A GRAFICARSE',9X,15/10X,'VALORES A GRAFICARSE',
2 12X,15/)

DATA LETRA /'A','B','C','D','E','F','G','O','P','R'/

DATA JN,JP,JI,JB,JZ/'-','+', '1', ' ', 'S'/

NS=MAX

T=0.0

IF(NS.NE.999)GO TO 40

C REESCALE DATOS PARA CUBRIR TODO EL RANGO ORDINARIO

NS=100

YMAX=-1.E+50

YMIN=1.E+50

DO 15 J=1,M

DO 15 I=1,NF

IF(DELTA(G,J,I).GT.YMAX)YMAX=DELTA(G,J,I)

IF(DELTA(G,J,I).LT.YMIN)YMIN=DELTA(G,J,I)

15 CONTINUE

RANGE=YMAX-YMIN

TEMP=100./RANGE

DO 25 J=1,M

DO 20 I=1,NF

20 DELTA(G,J,I)=(DELTA(G,J,I)-YMIN)*TEMP

25 WRITE(3,10)LETRA(J),YMIN,YMAX,RANGE

30 FORMAT(1X,'GRAFICO',1X,A1,' DE ',E10.3,' A ',E10.3,2X,'RANGO',

1 2X,E10.3)

WRITE(3,35)

35 FORMAT()

40 DO 45 I=1,101

45 LINE(I)=JJ

N=1

C IMPRIMA ESCALA ORDINARIA

```
FACT=(YMAX-YMIN)/10.0
L(1)=YMIN
DO 50 I=2,11
K=I-1
50 L(I)=L(K)+FACT
WRITE(3,55)(L(I),I=1,11)
55 FORMAT(1X,'T/S/G',1X,10(15.5X),14.2X,9HVALORES-B)
GO TO 65
60 IF ((N-1)/10-(N-2)/10)75,75,65
```

C CONSTRUYA ESCALA GRAFICA ORDINARIA

```
65 ND=0
DO 70 I=1,10
ND=ND+1
LINE(ND)=JP
DO 70 J=1,9
ND=ND+1
70 LINE(ND)=JN
LINE(101)=JP
GO TO 85
```

C CONSTRUYA UNA LINEA DE ABCISA GRAFICA

```
75 DO 80 I=1,101,10
80 LINE(I)=JI
```

C CAMBIE LOS VALORES NUMERICOS A LETRAS

```
85 IF(N.GT.NF)GO TO 115
DO 110 I=1,M
XNS=NS
JA=DELTA(I,N)+101.499999-XNS
IF(JA-101)90,105,95
90 IF(JA)100,100,105
95 LINE(101)=JZ
GO TO 110
100 LINE(I)=JZ
GO TO 110
105 LINE(JA)=LETRA(I)
110 CONTINUE
```

C IMPRIMA LINEA DE DATOS

```
GO TO 130
115 IF ((N-1)/10-(N-2)/10)125,125,120
120 WRITE(3,140)T,LINE
GO TO 155
125 WRITE(3,150)T,LINE
GO TO 155
130 IF(N.EQ.1)GO TO 135
IF ((N-1)/10-(N-2)/10)145,145,135
```

```

135 NI=N-1
    DELTAG(2,N)=DELTAG(2,N)/TEMP*YMIN
    WRITE(3,140)T,LINE,DELTAG(2,N)
140 FORMAT(1X,F5.3,4X,101A1,1X,(12.5)
    GO TO 155
145 DELTAG(2,N)=DELTAG(2,N)/TEMP*YMIN
    WRITE(3,150)T,LINE,DELTAG(2,N)
150 FORMAT(1X,F5.3,4X,101A1,1X,(12.5)

```

C COLOQUE VARIABLES DE LINEA A CERO

```

155 DO 160 I=1,101
160 LINE(I)=JB
    N=N+1
    T=T+DELTAT
    NFIN=NFIN+10
    IF(N-NFIN)60,60,165
165 RETURN
    END

```

?? VARIABLE ALLOCATION MAP

?? NAME	AT	HEX1	DEC1	HEX2	DEC2	NAME	AT	HEX1	DEC1	HEX2	DEC2
?? DELTAG	R	0006	00006	0007	00007	M	I	0008	00008		
?? NF	I	000C	00012			MAX	I	0010	00016		
?? DELTAT	R	0014	00020			LETRA	I	0018	00024	001F	00063
?? JN	I	0040	00064			JP	I	0044	00068		
?? JI	I	0048	00072			JD	I	004C	00076		
?? JZ	I	0050	00080			LINE	I	0054	00084	01E7	00487
?? L	I	01E8	00488	0213	00531	NS	I	0214	00532		
?? T	R	0218	00536			YMAX	R	021C	00540		
?? YMIN	R	0220	00544			J	I	0224	00548		
?? I	I	0228	00552			RANGE	R	022C	00556		
?? TEMP	R	0230	00560			N	I	0234	00564		
?? FACT	R	0238	00568			K	I	023C	00572		
?? ND	I	0240	00576			XNS	R	0244	00580		
?? JA	I	0248	00584			NI	I	024C	00588		
?? NFIN	I	0250	00592								

```

??SYS-3133 I GRAFIC MODULE IS CATALOGED AS A SUBROUTINE MEMBER
??          T010      IS THE LIBRARY NAME
??          15 TOTAL NUMBER OF LIBRARY SECTORS
??          020 CATEGORY NUMBER
??SYS-3135 I GRAFIC MODULE'S CODE LENGTH IS
??          2669 DECIMAL

```