

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA

"ANALISIS DE LA ESTABILIDAD TRANSIENTE DE UN SISTEMA  
DE POTENCIA UTILIZANDO EL METODO DE EULER MODIFICADO".

TESIS DE GRADO

PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE :

INGENIERO EN ELECTRICIDAD

ESPECIALIZACION

POTENCIA

PRESENTADA POR:

JULIO ALFREDO TOBAR B.

GUAYAGUIL - ECUADOR  
1982

ESCOMELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL  
Dpto. de Ingeniería Eléctrica  
BIBLIOTECA  
Inv. No. E.65-581-143-1

## AGRADECIMIENTO

Al ING. JOSÉ LAYANA CH.,  
Director de Tesis, por su ayu  
da y colaboración para la  
realización de este trabajo.

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL  
Dpto. de Ingeniería Eléctrica  
BIBLIOTECA

Lib. N.º POT-031

## DEDICATORIA

A MIS PADRES

A MIS HERMANOS

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL  
Dpto. de Ingeniería Eléctrica  
BIBLIOTECA  
Inv. No. 207-031



ING. JOSE LAYANA CH.  
DIRECTOR DE TESIS

## DECLARACION EXPRESA

"La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas expuestos en esta tesis, me corresponden exclusivamente; y, el patrimonio intelectual de la misma, a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL".

(Reglamento de Exámenes y Títulos Profesionales de la ESPOL).

*Julio Tobar B.*  
.....  
JULIO A. TOBAR B.

## RESUMEN

Esta tesis se inicia con una introducción al problema de la estabilidad, analizando luego el período transiente, lo cual es la base para el presente trabajo. Se hace énfasis en el problema del flujo de carga ya que es el punto de partida para el análisis de muchos problemas de la Ingeniería de Sistemas, así como también de los métodos numéricos para resolver ecuaciones diferenciales ya que de esta forma se presentan las ecuaciones que gobiernan a las máquinas. A continuación nos profundizamos en el análisis del problema de la estabilidad transiente y su solución, procediendo entonces al desarrollo del programa ESTAB.

.....

## INDICE GENERAL

	<u>PAGS.</u>
INTRODUCCION.....	1
I. INTRODUCCION AL PROBLEMA DE LA ESTABILIDAD .....	2
1.1. GENERALIDADES .....	2
1.2. EL PROBLEMA DE LA ESTABILIDAD .....	4
II. CONCEPTOS BASICOS PARA EL ANALISIS TRANSIENTE.....	9
2.1. INTRODUCCION .....	9
2.2. TORQUE ELECTRICO .....	10
2.3. ILUSTRACION DEL TEOREMA DE ENLACES DE FLUJO CONSTANTE.....	14
2.4. CRITERIO DE AREAS IGUALES PARA ESTABILIDAD Y SUS APLICACIONES .....	24
III. FLUJO DE CARGA .....	34
3.1. CARACTERISTICAS IMPORTANTES DEL FLUJO DE CARGA .....	34
3.2. ECUACIONES DEL SISTEMA DE POTENCIA MODELO ESTATICO DEL SISTEMA PARA EL ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA.....	36
3.2.1. Ecuaciones de barra de carga .....	37
3.2.2. Ecuaciones del Flujo de Potencias en las líneas	38
3.3. TECNICAS DE SOLUCION.....	39

3.3.1. Método de Gauss usando la matriz admitancia de barra .....	39
3.3.2. Método iterativo de Gauss - Seidel usando la matriz admitancia de barra .....	45
3.4. DESCRIPCION DE LA SUBROUTINA DE FLUJO DE LA CARGA - (LDFLOW) .....	46
IV. SOLUCIONES NUMERICAS PARA ECUACIONES DIFERENCIALES....	52
4.1. INTRODUCCION .....	52
4.2. METODOS NUMERICOS PARA RESOLVER ECUACIONES DIFERENCIALES .....	56
4.2.1. Método de Euler .....	56
4.2.2. Método de Euler modificado .....	59
4.2.3. Métodos de Aproximaciones sucesivas de Picard .....	63
4.2.4. Método de Runga - Kutta .....	66
4.3. SOLUCION DE ECUACIONES DIFERENCIALES DE ALTO ORDEN	73
V. ANALISIS DE ESTABILIDAD TRANSIENTE.....	75
5.1. INTRODUCCION .....	75
5.2. ECUACION DE OSCILACION .....	77
5.3. ECUACIONES DE LAS MAQUINAS.....	82
5.3.1. Máquinas Sincronas .....	82
5.3.2. Máquinas de Inducción .....	89



5.4. ECUACIONES DEL SISTEMA DE POTENCIA.....	93
5.5. TECNICAS DE SOLUCION APLICADA.METODO DE EULER MODI FICADO.....	99
VI. PROGRAMA DE COMPUTADORA PARA EL ESTUDIO DE LA ESTABI LIDAD TRANSIENTE (ESTAB).....	111
6.1. INTRODUCCION .....	111
6.2. DESCRIPCION DEL PROGRAMA ESTAB.....	111
6.3. DESCRIPCION DE LAS SUBROUTINAS UTILIZADAS .....	116
6.4. TIPOS DE ANALISIS QUE PODEMOS REALIZAR CON EL PRÓ GRAMA .....	123
VII. ANALISIS DE UN SISTEMA EJEMPLO.....	128
7.1. DESCRIPCION DE SISTEMA EJEMPLO.....	128
7.2. RESUMEN DE RESULTADOS OBTENIDOS .....	137
7.3. ANALISIS DE RESULTADOS .....	139
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	156
APENDICES .....	158
SIMBOLOGIA .....	208
BIBLIOGRAFIA .....	211

## INTRODUCCION

En este trabajo se da una herramienta muy útil para los estudiantes de Ingeniería Eléctrica de Potencia y para los ingenieros eléctricos planificadores de sistemas. El tema a desarrollarse es el análisis de la estabilidad transiente de un sistema de potencia utilizando el método de Euler modificado.

El objeto fundamental es el desarrollo de un programa de computadora que facilite el análisis de este complejo problema, el cual manualmente es casi imposible de realizar debido a la complejidad de la solución de las ecuaciones involucradas. El método numérico utilizado para resolver las ecuaciones diferenciales que gobiernan a las máquinas es el método de Euler modificado.

Este trabajo se inicia con una introducción teórica que nos permita familiarizarse con las bases científicas del problema y su solución, para luego proceder al desarrollo del programa.

## CAPITULO I

### I. INTRODUCCION AL PROBLEMA DE LA ESTABILIDAD

#### 1.1. GENERALIDADES

La estabilidad de un sistema de potencia puede ser dividida de tal manera que facilite su análisis, en dos partes:

- a. Estabilidad de estado estable. Involucra cambios pequeños o cambios graduales, y
- b. Estabilidad transiente. Involucra cambios grandes o cambios bruscos.

Debido a lo complejo del problema de la estabilidad, inicialmente tiene que tratarse el problema como un caso idealizado antes de tratar de obtener la solución completa.

La solución práctica del problema de la estabilidad se obtiene con la concepción física y el conocimiento a fondo del caso idealizado. Esto pone la solución del problema de la estabilidad en manos de los ingenieros, quienes deben conocer todas las asunciones y simplificaciones que se deben hacer, también deben saber

probar analíticamente la estabilidad del sistema de potencia.

Los sistemas de potencia actuales tienen muchas máquinas y aparatos afectando su operación, lo cual hace casi imposible hacer una rigurosa solución matemática del problema de la estabilidad, razón por la cual es necesario efectuar simplificaciones de tal forma que no se afecte el comportamiento del sistema, pero que sí permiten una solución al problema. Además el estudio de casos idealizados es necesario para estudiantes o ingenieros que se inician en el problema. Luego después de que se ha obtenido un cierto grado de comprensión puede comprenderse la teoría generalizada.

El procedimiento para el análisis de la estabilidad es probar el sistema por medios analíticos. Estas pruebas se efectúan para pequeños o grandes cambios en las cercanías del límite entre la estabilidad y la inestabilidad. Cuando las condiciones de funcionamiento del sistema son críticas, pueden determinarse la estabilidad en muchas de las condiciones severas de falla directamente de razonamientos físicos. Si el sistema pasa la prueba de la primera oscilación de la estabilidad transiente y la prueba para estado estable después de ocurrido el disturbio puede concluirse en muchos casos que el sistema es estable. Estas pruebas del sistema al inicio y al final del disturbio nos dan un procedimiento simple de prueba analítica con grandes simplificaciones para el

análisis y hace innecesario resolver el problema en puntos intermedios.

Un sistema de potencia puede diseñarse y operar con regular grado de un buen éxito sin tener conocimiento de la estabilidad de un sistema de potencia, debido a que el gran perfeccionamiento de los equipos del sistema hacen las interrupciones relativamente raras. Sin embargo esto nos puede dar una indicación de las cargas adicionales que pueden transportarse, lo que reduce los costos de operación en el sistema por unidad de carga.

## 1.2. EL PROBLEMA DE LA ESTABILIDAD

Estabilidad de un sistema de potencia es un término aplicado a los sistemas eléctricos de corriente alterna, denotando la condición en la cual varias máquinas del sistema permanecen en sincronismo. Evidentemente inestabilidad denotará la condición de pérdida de sincronismo.

Para explicar el problema podemos tomar un sencillo sistema como el de la figura 1.1, que consiste de un generador síncrono conectado a través de una línea de transmisión compuesta por una inductancia en serie  $X_L$  a un motor síncrono. Podemos representar cada máquina síncrona por una fuente de voltaje de magnitud cons



FIG. 11 Sistema de potencia utilizado para ilustrar el problema de la estabilidad

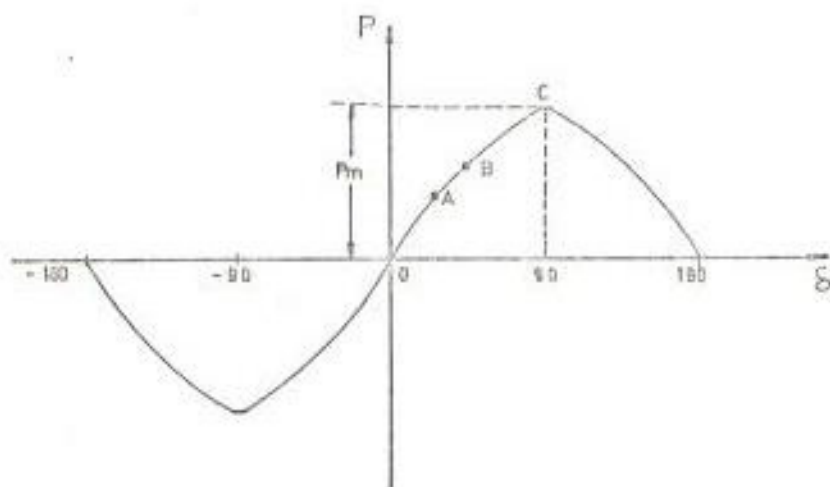


FIG. 12 Curva potencia-ángulo

tante en serie con una reactancia constante (reactancia transiente). Combinando las reactancias de las máquinas y la reactancia de la línea obtenemos una sola reactancia  $X$ .

La potencia transmitida del generador al motor depende de la diferencia de fase  $\delta$  y de los voltajes  $E_g$  y  $E_m$ . Se puede demostrar que viene dada de la siguiente ecuación:

$$P = \frac{E_g E_m}{X} \text{ Sen } \delta \quad (1.1)$$

Esta ecuación muestra que la potencia  $P$  transmitida del generador al motor varía con el seno del desplazamiento angular entre los dos rotores.

Esta ecuación es graficada en la figura 1.2.

Esta curva se la conoce como la curva potencia - ángulo. La máxima potencia que puede transmitirse en estado estable es:

$$P_m = \frac{E_g E_m}{X} \quad (1.2)$$

La potencia máxima dada por la ecuación (1.2), ocurre cuando el desplazamiento angular  $\delta$  es  $90^\circ$ . El sistema es estable solamente si el ángulo de desplazamiento  $\delta$  está en el rango de  $-90^\circ$  a  $+90^\circ$  en el cual la pendiente  $dP / d\delta$  es positiva, esto es cuando un

incremento en el desplazamiento angular produce un incremento en la potencia transmitida. Si el sistema está operando en estado estable en el punto A de la figura 1.2, supongamos que un pequeño incremento de carga es puesto en el eje del motor. Momentáneamente la posición angular del motor con respecto al generador permanece sin cambiar, así como también la potencia de entrada del motor. Pero como se incrementa la carga del motor existe un torque neto tendiente a retardarlo, disminuyendo su velocidad. Se produce entonces un incremento de  $\delta$ , como también se incrementa la potencia de entrada, hasta que entran en equilibrio la salida y la entrada en el punto B. Supongamos que se incrementa gradualmente la carga del motor hasta que alcanza el punto C de potencia máxima. Si ahora se pone una carga adicional en el motor,  $\delta$  se incrementará pero no habrá un incremento en la entrada. Instantáneamente existirá una disminución de la entrada aumentando además la diferencia entre la salida y la entrada retardándose el motor más rápidamente, entonces el motor perderá el sincronismo.  $P_m$  se conoce como el límite de la estabilidad de estado estable del sistema.

Si un gran incremento de carga es puesto bruscamente en el motor, puede perder el sincronismo aunque la nueva carga no exceda el límite de la estabilidad de estado estable. Sin embargo si un incremento brusco de carga no es grande, el motor recobrará



la velocidad normal antes de que el ángulo de desplazamiento crezca. Existe un límite en el cual el sistema conserva el sincronismo con un incremento brusco de la carga, este límite es conocido como el límite de la estabilidad transiente y es siempre menor - que el límite de la estabilidad de estado estable, pueden ser valores muy diferentes dependiendo sobre todo de la naturaleza y la magnitud del disturbio.

## CAPITULO II

### CONCEPTOS BASICOS PARA EL ANALISIS TRANSIENTE

#### 2.1. INTRODUCCION

Para visualizar más facilmente los diferentes fenómenos y relaciones de la estabilidad de los sistemas de potencia, tiene necesariamente que ser clasificado en dos partes:

- a. Estabilidad de estado estable o estabilidad bajo cambios pequeños, cambios graduales de carga.
- b. Estabilidad transiente o estabilidad bajo cambios transientes o cambios bruscos de carga.

Podemos probar la estabilidad de un sistema de potencia sometiendo lo a un corto circuito y observar si sus máquinas conservan el sincronismo durante la primera oscilación, también podemos probar la estabilidad de estado estable después de que la falla es despejada y las oscilaciones tienden a desaparecer. Existe un periodo intermedio después de la primera oscilación que es difícil de analizar debido a que debemos considerar varios efectos como la respuesta -

del control de velocidad de la máquina, torques amortiguadores, - etc. Debido a la dificultad de analizar el comportamiento de la máquina durante este período de oscilación generalmente se lo desprecia. Usualmente el sistema es considerado estable si pasa satisfactoriamente la prueba analítica de la estabilidad durante el primer período de oscilación y durante el final del período de estado estable.

En el comportamiento transiente de un sistema intervienen una gran cantidad de factores, muchos de los cuales tienen gran influencia en el comportamiento de estado estable. Los principales factores que afectan el comportamiento transiente son ocurrencia del cortocircuito, tipo y localización del mismo, respuesta del sistema a cambios bruscos en los voltajes y corrientes, velocidad de operación de interruptores y reles, respuesta del sistema de excitación y gobernador de las máquinas sincrónicas.

## 2.2. TORQUE ELECTRICICO

El analizar el comportamiento de estado estable, involucra el estudio de los flujos de potencia del sistema y la característica potencia - ángulo de las máquinas sincrónicas. Al analizar el comportamiento transiente se involucra el estudio de la característica torque ángulo (o potencia - ángulo). Generalmente se asume -

que la potencia en por unidad es igual al torque en por unidad. Esta asunción es justificable, debido a que antes del disturbio el sistema opera a la velocidad sincrónica o lo que es lo mismo a la frecuencia nominal, después del disturbio las velocidades difieren de la velocidad sincrónica solamente en una pequeña cantidad (generalmente dentro del 2 % de la velocidad sincrónica). El cambio en la velocidad afecta esta asunción solamente si la red es resistiva. Esto lo podemos demostrar de la siguiente manera: La corriente de la armadura es solamente función de los enlaces de flujo de las máquinas interconectadas y de las inductancias de los circuitos, cuando no hay resistencia, ya que:

$$I \propto \frac{E}{X} \propto \frac{W\psi}{WL} \propto \frac{\psi}{L} \quad (2.1)$$

e

$$I = f(\psi, L) \quad (2.2)$$

Donde:

I = corriente

E = voltaje

X = reactancia

W = velocidad

$\psi$  = Enlaces de flujo

L = inductancia

El torque eléctrico es únicamente función de los enlaces de flujo del rotor y de la corriente de la armadura, esto es:

$$T = f(\psi, I) \quad (2.3)$$

De las ecuaciones (2.1) y (2.2) tenemos:

$$T = f(\psi, L) \quad (2.4)$$

De esto podemos ver que el torque es independiente de la velocidad para el caso idealizado de resistencia igual a cero.

En el análisis de la estabilidad transiente las ecuaciones para el flujo de potencias en el sistema son generalmente usadas para determinar las características torque-ángulo, cerca de la velocidad de sincronismo. El flujo de potencias en estado estable en por unidad, usando los elementos de la matriz impedancia de barra es:

$$P_1 = \frac{E_1^2}{Z_{11}} \text{Sen } \alpha_{11} + \frac{E_1 E_2}{Z_{12}} \text{Sen}(\delta_{12} - \alpha_{12}) + \dots +$$

$$\frac{E_1 E_n}{Z_{1n}} \text{Sen}(\delta_{1n} - \alpha_{1n}) \quad (2.5)$$

Podemos usar la ecuación (2.5) para analizar la estabilidad transiente, teniendo en cuenta que sólo es válida cuando la velocidad es próxima a la de sincronismo, debido a que  $T_1 \approx P_1$  podemos escribir,

$$T_1 = \frac{E_1^2}{Z_{11}} \text{Sen } \alpha_{11} + \frac{E_1 E_2}{Z_{12}} \text{Sen}(\delta_{12} - \alpha_{12}) + \dots + \frac{E_1 E_n}{Z_{1n}} \text{Sen}(\delta_{1n} - \alpha_{1n}) \quad (2.6)$$

En el análisis transiente, el voltaje en la ecuación (2.6) corresponde a los enlaces de flujo de campo o al voltaje tras la reactancia transiente. En el análisis de estado estable, el voltaje de la ecuación (2.5), representa el voltaje antes de la reactancia equivalente sincrónica. De esta forma la ecuación para el flujo de potencias en la red, puede usarse para determinar el tor

que eléctrico de una máquina síncrona conectada a un sistema. Sin estas asunciones simplificadoras suele ser imposible resolver rigurosamente el análisis de la estabilidad transiente de un sistema de potencias que tiene varias máquinas interconectadas. La teoría de las máquinas síncronas es aplicable rigurosamente sin simplificaciones solamente en el caso de tener una o dos máquinas síncronas.

### 2.3. ILUSTRACION DEL TEOREMA DE ENLACES DE FLUJO CONSTANTE

Para el análisis del comportamiento transiente de máquinas síncrona podemos usar una regla conocida como el "teorema de enlaces de flujo constantes", que dice: En un circuito eléctrico cerrado, los enlaces de flujo permanecen constantes, inmediatamente después de ocurrido algún cambio en corriente, voltaje o posición de otros circuitos con respecto al cual está magnéticamente acoplado.

Para ilustrar el teorema de enlaces de flujo constantes podemos tomar el sistema mostrado en la figura (2.1).

El sistema consiste de un generador de rotor cilíndrico, conectado a una barra infinita por medio de dos circuitos de líneas de transmisión en paralelo. Por simplicidad despreciamos todas las pérdidas. La máquina está operando a plena carga y a voltaje nominal cuando uno de los interruptores de una de las líneas es -

bruscamente disparado. La potencia eléctrica total debe alimentarse por el circuito que queda. Esto es equivalente a incrementar bruscamente la cantidad de reactancia externa entre los terminales de la máquina y la barra infinita. Debido a los resultados transientes de este disturbio, la máquina se comporta de una manera diferente a como se comportaría bajo un cambio lento o en condiciones de estado estable.

El diagrama vectorial para las condiciones de estado estable previo a la operación de los interruptores de las líneas es mostrado a continuación en la figura 2.2.

Donde:

$X'$  = reactancia transiente de la máquina.

$X_S$  = reactancia sincrónica de la máquina asumimos generalmente que la reactancia transiente y la sincrónica son constantes, independientes de la posición angular del rotor con respecto a la reacción de la armadura.

$$X' = X_d' = X_q' \text{ y } X_S = X_d = X_q$$

Se hace esta asunción para ilustrar un caso simple de la estabilidad transiente.



- $E'$  = voltaje equivalente tras la reactancia transiente, correspondiente al más pequeño decremento de los enlaces de flujo del rotor.
- $E'_d$  = Componente de  $E'$  en el eje directo.
- $E'_q$  = Componente de  $E'$  en el eje en cuadratura.
- $X_e$  = Reactancia externa entre los terminales de la máquina y la barra infinita.
- $V_\infty$  = Voltaje de la barra infinita.
- $E_f$  = Voltaje correspondiente a la corriente de campo del generador.
- $i$  = Corriente de la armadura.
- $\delta$  = Desplazamiento angular eléctrico entre rotos o voltaje en cuadratura con los rotos.
- $\theta$  = Angulo del factor de potencia en la barra infinita.
- $\beta$  = Desplazamiento angular eléctrico entre el voltaje de la barra infinita y el voltaje tras la reactancia transiente

En el instante en que es disparada una de las líneas de interconexión, la corriente y los voltajes representadas en el diagrama vectorial de la figura (2.2) cambia. Sin embargo, según el teorema de enlaces de flujo constantes, no podrá haber un cambio instantáneo en la cantidad de enlaces de flujo del circuito del rotor, en los ejes directo y en cuadratura. Consecuentemente ni  $E'_d$  o  $E'_q$  pueden cambiar instantáneamente entonces son inducidos

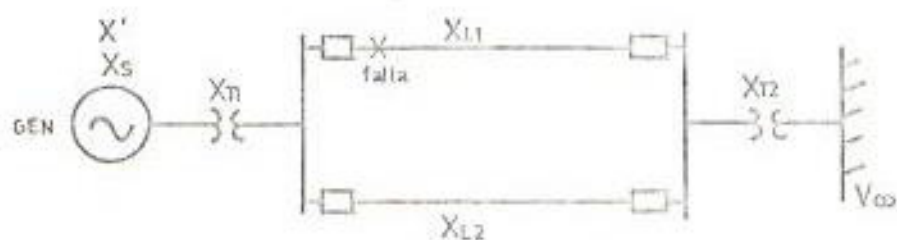


FIG. 2.1 Sistema utilizado para ilustrar el teorema de enlaces de flujo constantes

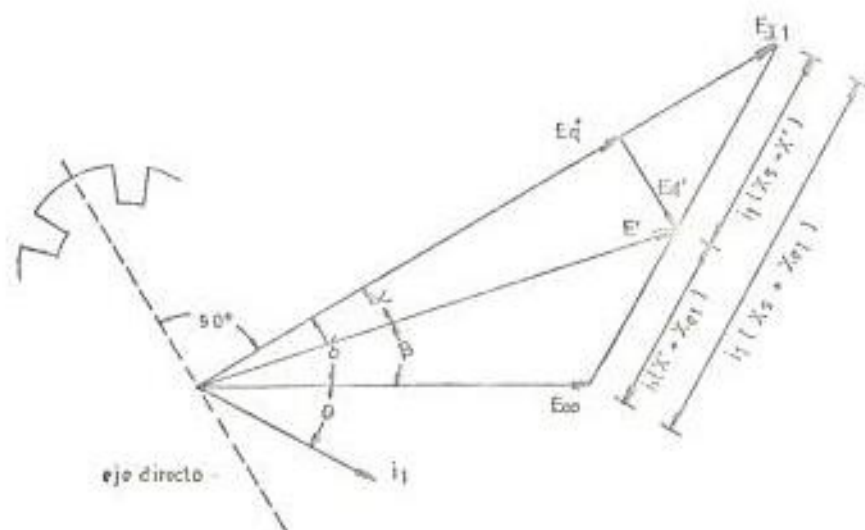


FIG. 2.2 Diagrama vectorial de estado estable previo operación de interruptores

voltajes en el rotor  $\Delta E_{1d}$  y  $\Delta E_{1q}$  para mantener estos enlaces de flujo.

Aquí estamos considerando un lento decaimiento o la componente transiente, la cual permanece constante en un primer instante, mientras que el decaimiento rápido o componente subtransiente lo estamos despreciando. Ya que ninguno de los componentes de  $E'$  cambia en un primer momento, esta permanece con una magnitud constante, además debido a la inercia del rotor, no puede moverse instantáneamente con respecto a la barra infinita, razón por la cual  $E'$  también conserva en un primer momento, constante su posición angular. Con estas condiciones y con el voltaje  $V_{\infty}$  de la barra infinita, fijado en magnitud y en ángulo (con respecto al eje sincrono rotativo de referencia), podemos hacer el diagrama vectorial correspondiente al instante después de disparada la línea (figura 2.3).

La reactancia externa es incrementada del valor  $X_{e1}$  al valor  $X_{e2}$  debido a que  $E'$  y  $V_{\infty}$  deben tener la misma dirección inmediatamente después del disturbio, como antes de él, el vector diferencia entre estos dos vectores debe permanecer constante (en un primer momento) en dirección y en magnitud. De aquí de la figura 2.2 y figura 2.3).

$$i_1 (x' + X_{e1}) = i_2 (X' + X_{e2}) \quad (2.7)$$



$$i_2 = \frac{X' + X_{e1}}{X' + X_{e2}} i_1 \quad (2.8)$$

Como  $X_{e2}$  es mayor que  $X_{e1}$ , la corriente  $i_2$  (después del disturbio) es menor que  $i_1$  (antes del disturbio). La magnitud de la corriente disminuye en un primer momento, mientras la posición angular permanece fija con respecto a  $E'$  y  $V_{\infty}$ . De aquí que el factor de potencia (con respecto a  $E'$  o  $V_{\infty}$ ) permanece constante inicialmente, existiendo un decremento en la potencia eléctrica de salida, directamente proporcional al decremento de la corriente.

La figura 2.3 muestra también la magnitud de las corrientes inducidas del rotor, que son requeridas para mantener  $E'$  constante, después de que la línea es disparada.  $\Delta E_{Iq}$  es la componente de voltaje en el eje en cuadratura, el cual es proporcional a la corriente inducida del rotor en la dirección del eje directo, requerido para mantener  $E'_q$  en un primer instante. De manera similar -  $\Delta E_{Id}$  es la componente de voltaje en el eje directo el cual es proporcional a la corriente inducida del rotor en la dirección del eje en cuadratura, requerido para mantener  $E'_d$  constante. Debido a los cambios del circuito, la corriente de campo en el eje directo (devanado de campo principal) súbitamente cambia ( $E_{I1} - \Delta E_{Iq}$ ) mientras que en el eje en cuadratura, una componente correspondiente a  $\Delta E_{Id}$  es inducida.  $\Delta E_{Iq}$  y  $\Delta E_{Id}$  decaerán a cero por las

pérdidas en la resistencia del devanado, como también la corriente de campo del eje directo retornará a  $E_{f1}$  (asumiendo que no hay cambio en el voltaje de excitación o en la resistencia del circuito de campo) y la corriente de campo del eje en cuadratura a cero.

La potencia recibida por la barra infinita inmediatamente después de disparada la línea es:

$$P = V_{\infty} i_2 \cos \theta \quad (2.9)$$

Pero

$$i_2 (X' + X_{e2}) \cos \theta = E' \sin \beta \quad (2.10)$$

$$\text{o} \quad i_2 \cos \theta = \frac{E'}{X' + X_{e2}} \sin \beta \quad (2.11)$$

Sustituyendo (2.11) en (2.9), y ya que  $P = T$ , en por unidad, tenemos:

$$T = \frac{E' V_{\infty}}{X' + X_{e2}} \sin \beta \quad (\text{p.u.}) \quad (2.12)$$

La ecuación nos dice que la potencia o torque transferido entre dos puntos, es igual al producto de los voltajes existentes en cada punto, dividido por la reactancia entre ellos y multiplicado por el seno del ángulo entre los dos vectores de voltaje. De la

figura (2.2) podemos ver que,  $\beta = \delta - \alpha$ , y que el ángulo  $\alpha$  permanece constante, entonces podemos escribir la ecuación (2.12) en términos de  $\delta$ , asumiendo que los enlaces de flujo que generan esos voltajes permanecen constantes:

$$T = \frac{E' V_{\infty}}{X' + X_{e2}} \text{ Sen } (\delta - \alpha) \quad (2.13)$$

Graficando esta ecuación tenemos la figura 2.4, para el ejemplo de la figura 2.1.

El valor inicial del voltaje  $E_i$  corresponde a una excitación necesaria para obtener un factor de potencia uno, a carga nominal y voltaje nominal. En la figura 2.4 también se grafica la curva torque - ángulo en estado estable. El voltaje  $E'$  y el ángulo  $\alpha$  son constantes, basados en la asunción del teorema de enlaces de flujo constantes en el eje directo y eje en cuadratura durante el período transiente en consideración, esto hace posible la graficación de la curva transiente torque-ángulo de la figura 2.4, sin la necesidad de introducir el tiempo como otra variable, si no consideramos los enlaces de flujo constantes el tiempo sería una variable necesaria.

En la figura 2.4, la máquina está operando en condiciones de estado estable en el punto a, de la curva torque-ángulo de estado es

table. El torque mecánico de entrada es igual al torque eléctrico de salida. En el instante en que se dispara la línea de transmisión, la potencia eléctrica o torque, cambia al punto b en la curva torque ángulo transiente.

En el punto b, el torque mecánico de entrada, es mayor que el torque eléctrico de salida. La diferencia neta entre estos dos torques origina un torque acelerante, tendiente a acelerar el rotor de la máquina. Debido a la inercia del rotor, hay un incremento de energía cinética, oscilando la máquina a un ángulo mayor.

Con el incremento del ángulo  $\delta$ , el torque eléctrico de salida también se incrementa como se muestra en la curva torque-ángulo transiente.

Cuando el rotor pasa al punto c, son iguales otra vez el torque de entrada y el torque de salida. Pero el rotor adquiere velocidad cuando el desplazamiento angular alcanza el punto c y continuará oscilando más allá del punto c, donde el torque eléctrico es mayor que el torque mecánico lo cual causa una desaceleración del rotor. En el punto d la velocidad del rotor será cero y el rotor entonces es desacelerado por un torque igual de, en ese instante decrecerá el desplazamiento angular. La determinación del máximo desplazamiento angular en el punto d es muy importante, este ángulo puede ser determinado utilizando el criterio de áreas -



iguales.

#### 2.4. CRITERIO DE AREAS IGUALES PARA ESTABILIDAD Y SUS APLICACIONES

Este criterio es aplicable a un sistema de dos máquinas o de una máquina y una barra infinita, para un sistema mayor el análisis de la estabilidad por este método se vuelve complicado y es casi imposible de realizar.

Para determinar si un sistema de potencia es estable después de ocurrido un disturbio generalmente es necesario observar el gráfico de las curvas de oscilación. Si estas curvas muestran que el ángulo entre las dos máquinas, tiende a incrementar fuera del límite, el sistema es inestable. Pero, si después de despejado el disturbio, el ángulo entre las dos máquinas alcanza un máximo y luego decrece, es probable que el sistema sea estable. Puede ocurrir que en un sistema de varias máquinas, una de ellas puede permanecer en sincronismo durante la primera oscilación y perderlo en la segunda, debido a que las otras máquinas están en diferentes posiciones y reaccionan de diferente forma con la primera máquina.

Asumiendo entrada constante, despreciando la amortiguación y voltaje constante tras la reactancia transiente, en un sistema de

dos máquinas, el ángulo entre ellas puede que se incremente indeliberadamente después de ocurrido un disturbio, o puede ocurrir que oscile con amplitud constante. En otras palabras, el sincronismo de una de las máquinas se pierde en la primera oscilación o no se pierde nunca. Existe un método gráfico sencillo, para determinar cuando las máquinas entran en reposo con respecto a las otras, este método es conocido como el criterio de áreas iguales, cuando se aplica este método, elimina la necesidad de completar la curva de oscilación, ahorrándonos una considerable cantidad de trabajo.

#### OSCILACION DE UNA MAQUINA CON RESPECTO A UNA BARRA INFINITA

La ecuación de oscilación de una máquina es:

$$M \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_a = P_m - P_e \quad (2.14)$$

Donde  $M$  es el momento angular y  $\delta$  es el desplazamiento angular de la máquina con respecto a la barra infinita.

Para este caso se demuestra que:

$$\frac{d\delta}{dt} = W' = \sqrt{\frac{2}{M} \int_{\delta_0}^{\delta} P_a d\delta} \quad (2.15)$$

Cuando la máquina llega al reposo con respecto a la barra infini

ta, condición que es tomada como condición de estabilidad.

$$W' = 0 \quad (2.16)$$

Para este se requiere que:

$$\int_{\delta_0}^{\delta} P_a \, d\delta = 0 \quad (2.17)$$

Esta integral puede interpretarse gráficamente (figura 2.5), como el área sobre la curva de  $P_a$  graficada contra  $\delta$  entre los límites  $\delta_0$ , ángulo inicial y  $\delta_m$ , ángulo final, ya que,  $P_a = P_m - P_e$ , la integral puede interpretarse también, como el área entre las curvas de  $P_m$  versus  $\delta$  y la curva de  $P_e$  versus  $\delta$ . La curva  $P_m$  versus  $\delta$  es una línea horizontal, debido a que  $P_m$  es asumida como constante. La curva de  $P_e$  versus  $\delta$ , conocido como la curva potencia ángulo, es una senoide si la red es lineal y la máquina es representada por una reactancia constante. El área que debe ser igual a cero, debe consistir de una área positiva  $A_1$  para la cual  $P_m > P_e$ , y una área igual y opuesta  $A_2$ , para la cual  $P_m < P_e$ . Lo que origina el nombre de criterio de áreas iguales para estabilidad.

Las áreas  $A_1$  y  $A_2$  deben interpretarse en términos de energía cinética. El trabajo dado a un cuerpo rotativo por un torque  $T$  actuando a través de un ángulo  $\delta - \delta_0$  es:

$$W = \int_{\delta_0}^{\delta} T d\delta \quad (2.18)$$

Este trabajo incrementa la energía cinética del cuerpo. La potencia acelerante  $P_a$  es proporcional al torque, bajo la asunción de velocidad aproximadamente constante. El trabajo que sirve para acelerar la máquina, el cual aparece como energía cinética, es proporcional al área  $A_1$ .

Cuando la potencia acelerante es negativa y la máquina es desacelerada, esta energía cinética hace retornar a la máquina a la velocidad original. Esto ocurre cuando  $A_1 = A_2$ . Las energías cinéticas involucradas en esta explicación son ficticias y son calculadas en términos de la velocidad relativa en lugar de la velocidad actual.

Podemos utilizar dos casos simples para ilustrar el uso del método de criterio de áreas iguales.

1. Una falla sostenida de línea.
2. Una falla de línea despejada después de un lapso de tiempo - por operación de los interruptores en las dos terminales de la línea.

Podemos tomar el mismo sistema de la figura 2.1 que consiste de un generador conectado a través de un circuito de doble línea de transmisión a una barra infinita. Asumimos una falla en el punto X, como también constante la entrada al generador y el voltaje tras la reactancia transiente.

1. Falla sostenida de línea.- Las curvas potencia - ángulo dando la salida del generador versus el desplazamiento angular, son mostrados en la figura 2.6, para las dos condiciones, (1) normal y (2) fallada.

La línea horizontal a la distancia  $P_m$  sobre el eje representa la entrada constante. El punto inicial de operación es a, en la intersección de la entrada y la salida en condiciones normales. El ángulo de desplazamiento inicial es  $\delta_0$  y la velocidad angular relativa inicial es cero. Cuando se aplica la falla el punto de operación cambia a b, directamente bajo a en la curva de salida con falla. El ángulo de desplazamiento permanece en  $\delta_0$  en el instante de aplicación de la falla. Existe entonces una potencia acelerante,  $P_a = P_m - P_e$ , representada por la longitud ab, como consecuencia el generador se acelera, el desplazamiento angular se incrementa y el punto de operación se mueve sobre la curva de b hacia c. La potencia acelerante y la aceleración disminuyen, llegando a cero en c.

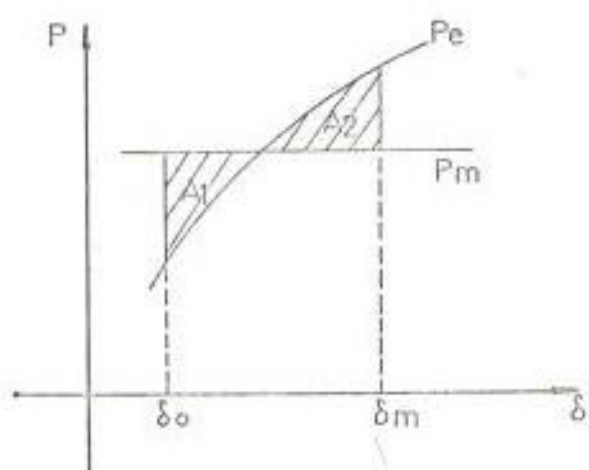


FIG. 2.5 Criterio de areas iguales para estabilidad

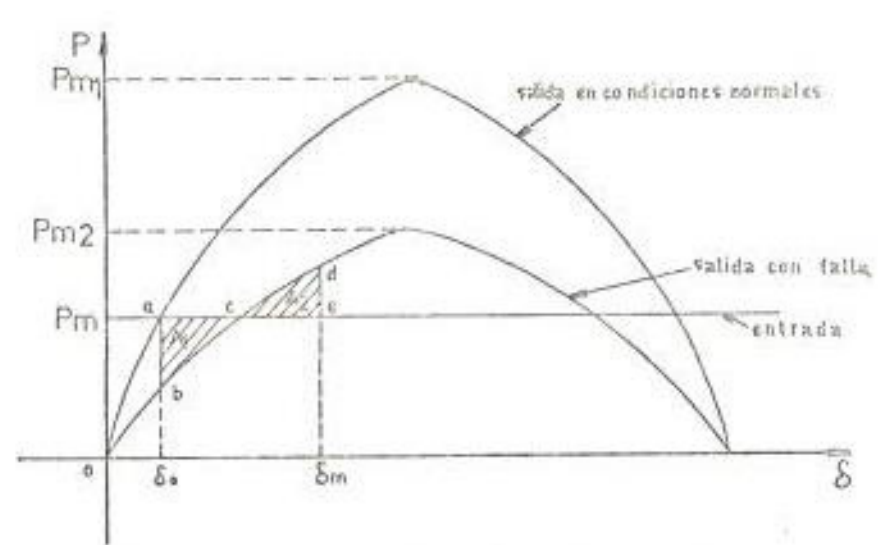


FIG. 2.6 Criterio de areas iguales aplicando una falla sostenida en el sistema de potencia de la fig. 2.1

Sin embargo en este punto la velocidad del generador es mayor que la de la barra infinita, y el ángulo  $\delta$  continua incrementándose. Debido a esto  $P_a$  se hace negativa, representada por una potencia desacelerante. La velocidad disminuye hasta el punto d, determinada por que la diferencia de las áreas  $A_1 = abc$  y  $A_2 = cde$ , se hace cero. Aquí se alcanza el máximo desplazamiento angular  $\delta_m$ , existe siempre un torque desacelerante, y la velocidad del generador continua disminuyendo, haciéndose menor que la de la barra infinita. El desplazamiento angular  $\delta$  disminuye, y el punto de operación se mueve de d traves de c hasta b. Un sistema que se comporta de esta forma se dice que es estable. El punto de operación continuará oscilando entre b y d, si no existe amortiguación. En la práctica las oscilaciones disminuyen y el punto de operación se estabiliza en c.

2. Falla de línea con despeje.- En este caso son necesarios tres curvas potencia - ángulo: 1) Para operación normal o condición de pre-falla, 2) Para la condición de falla y 3) Para post-falla con la línea fallada desconectada.

Estas curvas son mostradas en la figura 2.7.

Como en el caso 1, el ángulo inicial  $\delta_0$  es determinado por la in

tersección de la curva de entrada y la curva de salida prefalla (punto a), la aplicación de la falla causa que el punto de operación cambie de a hacia b en la curva de salida durante falla, y la potencia acelerante causa que el punto de operación se mueva de b a c. Podemos asumir que cuando se alcanza el punto c, operan los interruptores despejando la falla.

El punto de operación sube a e en la curva de salida post-falla y viaja a través de la curva a f, donde el área  $A_2 = dfg$  iguales al área  $A_1 = abcd$ .

Con una falla despejada, como con una falla sostenida, una alta entrada (y salida inicial) causa que el punto f se mueva a la derecha, hasta que el límite de estabilidad f coincida con h un valor de  $P_m$ , siempre conlleva a inestabilidad.

Otro factor que podría causar que f se mueva a la derecha es un aumento del tiempo de despeje de falla, dando consecuentemente un gran ángulo de despeje  $\delta_c$ . Para un valor dado inicial de carga existe un ángulo de despeje crítico. Si el actual ángulo de despeje es más pequeño que el valor crítico el sistema es estable, si es mayor el sistema es inestable.

Generalmente el ángulo de despeje  $\delta_c$  no es conocido directamente



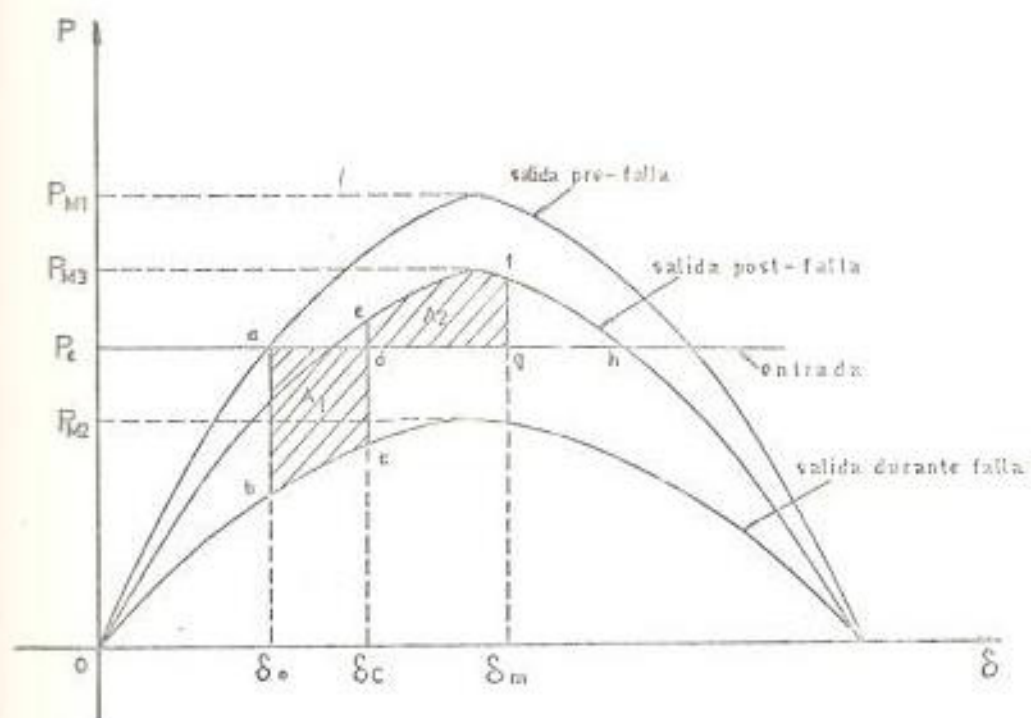


FIG. 2.7 Criterio de áreas iguales aplicado al sistema de potencia de la fig. 2.1 para una falla despejada en el ángulo  $\delta_c$

En su lugar es conocido el tiempo de despeje, que es la suma de los tiempos de relé y los interruptores. Para determinar el ángulo de despeje conociendo al tiempo de despeje, debe determinarse la curva de oscilación más allá del tiempo de despeje lo cual puede usarse una curva de oscilación precalculada.

## CAPITULO III

### FLUJO DE CARGA

#### 3.1. CARACTERISTICAS IMPORTANTES DEL FLUJO DE CARGA

Se da énfasis especial al problema del flujo de carga ya que constituye el punto de partida para el análisis de la estabilidad transiente de un sistema de potencia.

Los cálculos del flujo de carga nos dan los flujos de potencias en las líneas y voltajes en las barras del sistema analizado, considerando los cambios en la generación, condensadores y transformadores con cambio de tap. Con esta información se puede realizar una evaluación continua de las corrientes en el sistema, analizar varias alternativas para posibles problemas y prever el incremento de la carga. El flujo de carga consiste en calcular los flujos de potencias y voltajes de la red para las condiciones de barra especificadas.

Podemos citar algunas de las características más importantes del análisis de flujo de carga.

- a. Las ecuaciones son algebraicas, debido a que representan un sistema estático o lo que es lo mismo un sistema operando en estado estable.
- b. Las ecuaciones son no-lineales, lo cual puede traer grandes dificultades en el análisis de las soluciones. Se puede obtener soluciones numéricas por medio de computadoras digitales con relativa facilidad debido a las características de convergencia de los coeficientes de las ecuaciones.
- c. En el análisis de redes, generalmente las ecuaciones son de voltajes y corrientes. Las ecuaciones del flujo de carga son de voltajes y potencias, porque no estamos interesados explícitamente en las corrientes.
- d. En las ecuaciones de flujo de carga encontramos involucrada directamente a la frecuencia  $f$  (debido a la reactancia  $X_L = 2\pi fL$  y  $X_C = 1/2\pi fC$ ), estamos asumiendo tácitamente estado estable, o una frecuencia constante. En los sistemas de potencia modernos la frecuencia es prácticamente constante, con una variación aproximada de  $\pm 0.05$  Hz.
- e. Los términos de pérdidas de potencias, son únicamente funciones de los voltajes esto es:

$$P \text{ pérdida} = P \text{ pérdida} ( |V_1|, |V_2|, \delta_1, \delta_2 )$$

$$Q \text{ pérdida} = Q \text{ pérdida} ( |V_1|, |V_2|, \delta_1, \delta_2 )$$

f. Debido a la gran cantidad de variables que tenemos en el análisis del sistema, obtenemos más incógnitas que ecuaciones, por lo tanto debemos especificar algunas de las variables, antes de entrar en el proceso iterativo, tales como potencia de generación real y reactiva, además de las cargas existentes en cada barra.

### 3.2. ECUACIONES DEL SISTEMA DE POTENCIA. MODELO ESTÁTICO DEL SISTEMA PARA EL ESTUDIO DEL FLUJO DE CARGA.

Podemos utilizar la siguiente ecuación para describir el comportamiento del sistema de potencia, usando la matriz admitancia de barra.

$$I_{\text{barra}} = Y_{\text{barra}} \cdot E_{\text{barra}} \quad (3.1)$$

La matriz admitancia de barra puede formarse para la red, incluyendo la barra de tierra. Si este es el caso, entonces los elementos de las matrices incluyen el efecto de elementos paralelos a tierra, como condensadores estáticos, reactores, carga de la línea y elementos paralelos de los circuitos equivalentes de los

transformadores. Cuando la barra de tierra es incluida y seleccionada como barra de referencia los voltajes de las barras obtenidas de la ecuación (3.1) son medidos con respecto a la tierra.

Si no incluimos la barra de tierra en la red, los elementos de la matriz admitancia de barra no incluyen los efectos de los elementos paralelos, tenemos que tomar uno de los nodos del sistema como nodo de referencia. Si este es el caso, los efectos de elementos paralelos son tratados como fuentes de corrientes hacia las barras de la red y los voltajes de las barras obtenidas de la ecuación (3.1) son medidas con respecto a la barra de referencia.

### 3.2.1. Ecuaciones de Barra de Carga

Las potencias real y reactivas para una barra p es:

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

De donde la corriente es:

$$I_p = \frac{P_p - jQ_p}{E_p^*} \quad (3.2)$$

Donde  $I_p$  es positiva cuando fluye hacia el sistema.

En las ecuaciones de red, si se incluye el elemento paralelo a tierra, en los parámetros de la matriz, la ecuación (3.2) es la corriente total en la barra. Si no se incluye el elemento paralelo a tierra 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 total en la barra y  $Y_p E_p$  es la corriente en paralelo que fluye de la barra p a tierra.

### 3.2.2. Ecuaciones del Flujo de Potencias en las Líneas

Cuando se obtiene convergencia en el proceso iterativo de los voltajes en las barras, pueden calcularse los flujos de potencia en las líneas. La corriente en la barra p, en la línea conectada de la barra p a la barra q es:

$$i_{pq} = (E_p - E_q) Y_{pq} + E_p \frac{Y'_{pq}}{2} = I_{pq} + I_{pq}^c$$

Donde  $Y_{pq}$  = admitancia de la línea

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

$E_p \frac{Y'_{pq}}{2}$  = contribución de corriente en la barra p debido a la carga de la línea.

El flujo de potencia real y reactiva es:

$$P_{pq} - jQ_{pq} = E_p^* \cdot i_{pq}$$

o

$$P_{pq} - jQ_{pq} = E_p^* (E_p - E_q) Y_{pq} + E_p^* E_p \frac{Y'_{pq}}{2} \quad (3.3)$$

Donde la potencia real que fluye de la barra p a la q es  $P_{pq}$  y la potencia reactiva es  $Q_{pq}$ . De manera similar para la barra q, la potencia que fluye de q a p es:

$$P_{qp} - jQ_{qp} = E_q^* (E_q - E_p) Y_{pq} + E_q^* E_q \frac{Y'_{pq}}{2} \quad (3.4)$$

Las pérdidas de potencia en la línea p - q es la suma algebraica de los flujos de potencia de las ecuaciones (3.3) y (3.4).

### 3.3. TECNICAS DE SOLUCION

#### 3.3.1. Método de Gauss usando la matriz admitancia de barra

Iniciamos la solución del flujo de carga asumiendo los vol



tajes en todas las barras, excepto para la barra de oscilación, donde el voltaje es especificado manteniendo constante durante el proceso iterativo. A continuación calculamos las corrientes en cada barra, a excepción de la barra de oscilaciones S (SLACK).

$$I_p = \frac{P_p - jQ_p}{E_p^*} \quad \begin{array}{l} p = 1, 2, \dots, n \\ p \neq s \end{array} \quad (3.5)$$

Donde n = número de barras del sistema.

El comportamiento de la red lo podemos obtener de la siguiente ecuación:

$$I_{\text{barra}} = Y_{\text{barra}} \bar{E}_{\text{barra}} \quad (3.6)$$

Tomando la tierra como referencia, podemos escribir un conjunto de (n-1) ecuaciones simultáneas de la forma:

$$E_p = \frac{1}{Y_{pp}} \left( I_p - \sum_{\substack{q=1 \\ p \neq q}}^n Y_{pq} E_q \right) \quad (3.7)$$

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

$$p \neq s$$

Para obtener el nuevo voltaje de barra, sustituimos en la ecuación (3.7), la corriente de barra calculada de la ecuación (3.5), el voltaje de la barra de oscilación y los voltajes de barra asumidos. Estos nuevos voltajes los usamos en la ecuación (3.5) para recalculamos las corrientes de barra, para resolver nuevamente la ecuación (3.7). Continuamos el proceso hasta que los cambios de los voltajes en las barras sean despreciables. Una vez obtenida la solución iterativa de los voltajes, pueden calcularse la potencia en la barra de oscilación y los flujos de potencias en las líneas.

Podemos combinar la ecuación de red (3.7) y la ecuación de la barra de carga (3.5) para obtener

$$E_p = \frac{1}{Y_{pp}} \left( \frac{P_p - jQ_p}{E_p^*} - \sum_{\substack{q=1 \\ p \neq q}}^n Y_{pq} E_q \right) \quad (3.8)$$

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

$$p \neq s$$

La ecuación (3.8) involucra como variables solamente los voltajes de las barras. De esta manera resulta un conjunto de ecuaciones no-líneales, las cuales las podemos resolver -

por medio de un método iterativo.

Para disminuir considerablemente el tiempo de compilación y ejecución del programa, es necesario efectuar todas las operaciones aritméticas posibles de las cantidades que no cambian durante el proceso iterativo. Podemos hacer.

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

Con esto la ecuación (3.8) la podemos escribir como:

$$E_p = \frac{(P_p - JQ_p) L_p}{L_p} - \sum_{\substack{q=1 \\ p \neq q}}^n Y_{pq} L_p E_q \quad (3.9)$$

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

$$p \neq s$$

Además haciendo

$$(P_p - JQ_p) L_p = KL_p$$

$$y \quad Y_{pq} L_p = YL_{pq}$$

Luego, la ecuación del voltaje en la barra será:

$$E_p = \frac{K L_p}{E_p^*} - \sum_{q=1}^n \frac{Y_{L_{pq}}}{p^2 q} E_q \quad (3.10)$$

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

$$p \neq s$$

Debido a que los sistemas de potencia son balanceados podemos usar la representación unificada de secuencia positiva. Como no existe acoplamiento mutuo, será sencilla la formación de la matriz admitancia de barra, ya que muchos de los elementos son cero.

Podemos tomar un ejemplo sencillo, para una mejor comprensión de lo anteriormente explicado. Consideremos el sistema de la figura 3.1.

Tomando la barra 1, como barra de oscilación, las fórmulas para la solución iterativa, utilizando el método de Gauss son:

$$E_1 = \text{voltaje especificado mantenido fijo.}$$

$$E_2^{K+1} = \frac{K L_2}{(E_2^K)^*} - Y_{L_{21}} E_1 - Y_{L_{23}} E_3^K$$

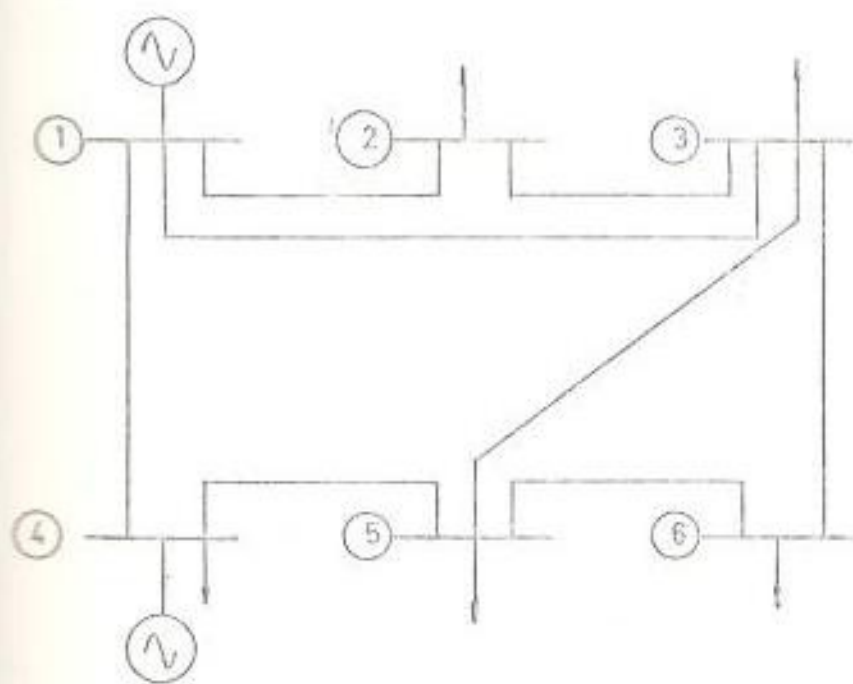


FIG.3.1 Diagrama unifilar del sistema de potencia utilizado para ilustrar el método de Gauss

$$E_3^{K+1} = \frac{KL_3}{(E_3^K)^*} - YL_{32}E_1 - YL_{32}E_2^K - YL_{35}E_5^K -$$

$$YL_{36}E_6^K$$

$$E_4^{K+1} = \frac{KL_4}{(E_4^K)^*} - YL_{41}E_1 - YL_{45}E_5^K$$

$$E_5^{K+1} = \frac{KL_5}{(E_5^K)^*} - YL_{53}E_3^K - YL_{54}E_4^K - YL_{56}E_6^K$$

$$E_6^{K+1} = \frac{KL_6}{(E_6^K)^*} - YL_{63}E_3^K - YL_{65}E_5^K$$

Donde K es el número de la iteración.

### 3.3.2. Método iterativo de Gauss-Seidel usando la matriz admitancia de Barra.

La ecuación (3.10) de voltaje de barra, la podemos resolver por el método iterativo de Gauss-Seidel. En este método el nuevo voltaje calculado  $E_i^{K+1}$  es inmediatamente reemplazado en  $E_i^K$  y usado en la solución de las demás ecuaciones. Para el sistema de la figura 3.1, las formulas para el método de Gauss-Seidel son:

$$E_1 = \text{Voltaje especificado, mantenido fijo.}$$

$$E_2^{K+1} = \frac{KL_2}{(E_2^K)^*} - YL_{21}E_1 - YL_{23}E_3^K$$

$$E_3^{K+1} = \frac{KL_3}{(E_3^K)^*} - YL_{31}E_1 - YL_{32}E_2^{K+1} - YL_{35}E_5^K -$$

$$YL_{36}E_6^K$$

$$E_4^{K+1} = \frac{KL_4}{(E_4^K)^*} - YL_{41}E_1 - YL_{45}E_5^K$$

$$E_5^{K+1} = \frac{KL_5}{(E_5^K)^*} - YL_{53}E_3^{K+1} - YL_{54}E_4^{K+1} - YL_{56}E_6^K$$

$$E_6^{K+1} = \frac{KL_6}{(E_6^K)^*} - YL_{63}E_3^{K+1} - YL_{65}E_5^{K+1}$$

### 3.4. DESCRIPCIÓN DE LA SUBROUTINA DE FLUJO DE LA CARGA (LDFLOW)

La subrutina de flujo de carga utiliza el método iterativo de Gauss Seidel para resolver un conjunto de ecuaciones no lineales que se obtienen al aplicar ecuaciones de voltaje en cada barra, aplicando la matriz admitancia de barra.

Como se mencionó anteriormente antes de entrar al proceso iterativo se calculan parámetros que no van a ser alterados durante el -

mismo, con el fin de ahorrarnos gran tiempo en la ejecución de programa.

La subrutina se inicia calculando los parámetros de línea YLPQ de la siguiente ecuación:

$$YLPQ_{pq} = Y_{pq} L_p = Y_{pq} \times \frac{1}{Y_{pp}} = \frac{Y_{pq}}{Y_{pp}}$$

Donde p = barra inicial      p = 1,2,.....,n  
 q = barra final      q = 1,2,.....,n  
 n = número de barras del sistema.

Además:

$Y_{pq}$  y  $Y_{pp}$  son elementos de la matriz admitancia de barra.

A continuación la subrutina calcula los parámetros de barra  $KL_p$

$$KL_p = (P_p - jQ_p) L_p = (P_p - jQ_p) \times \frac{1}{Y_{pp}} \quad p = 1,2,.....,n$$

Donde  $P_p$  y  $Q_p$  son las potencias netas real reactiva en la barra p.

Una vez calculados estos dos parámetros, entramos en el proceso -



iterativo del cálculo de los voltajes de barras del sistema aplicando la ecuación (3.10).

$$E_p = \frac{K L_p}{E_p^*} - \sum_{\substack{q=1 \\ p \neq q}}^n Y_{L_{pq}} L_q$$

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

$$p \neq s$$

Donde  $s$  es la barra de oscilación.

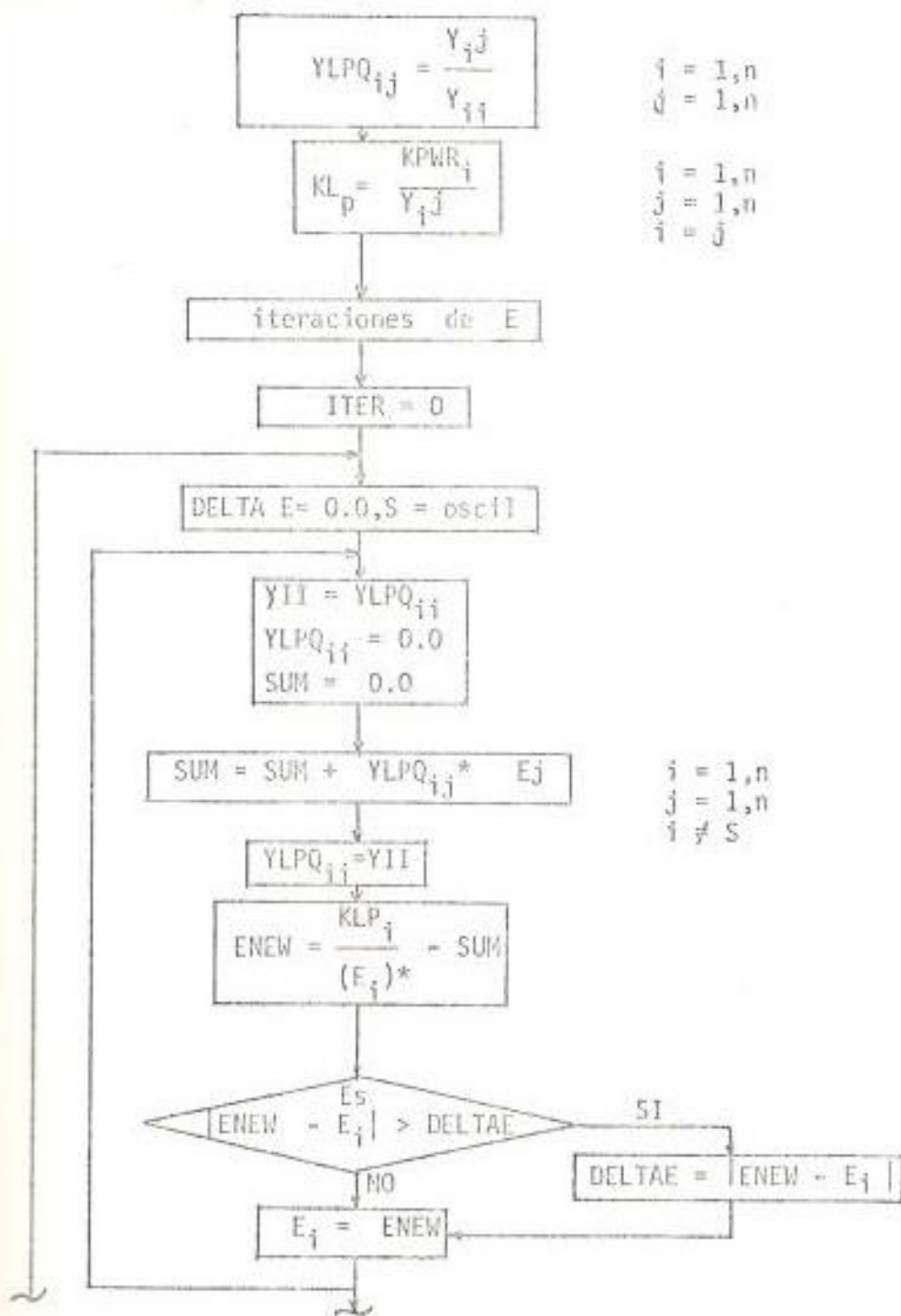
Una vez que los cambios de voltaje entre iteraciones sucesivas estan dentro del rango deseado, se dice que el sistema de ecuaciones ha tenido convergencia, con lo cual tenemos los voltajes en cada barra. Procedemos luego al cálculo de los flujos de potencias entre barras usando las ecuaciones (3.3) y (3.4).

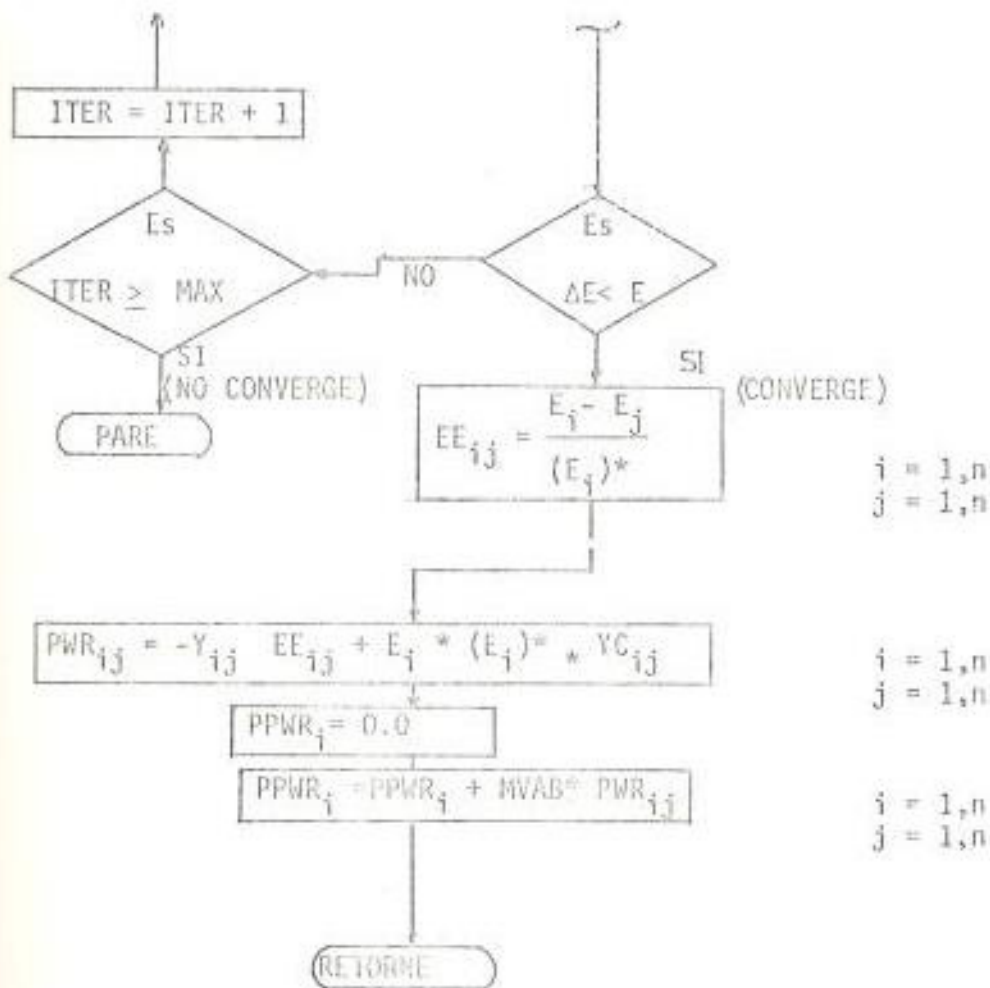
$$P_{pq} - jQ_{pq} = E_p^* (E_p - E_q) Y_{pq} + E_p^* E_p Y'_{pq} / 2$$

$$P_{qp} - jQ_{qp} = E_q^* (E_q - E_p) Y_{pq} + E_q^* E_q Y'_{pq} / 2$$

Efectuando una sumatoria de potencias tanto real como reactiva,  $P_0$  demos obtener la potencia neta en cada barra.

La subrutina se la identifica con el nombre de LDFLOW y está almacenada en la Librería E 75159 del sistema 34 de la Escuela Superior Politécnica del Litoral, a continuación se presenta el Diagrama de Flujo:





- Donde:
- $Y_{pq}$  = parámetro de línea
  - $KL_p$  = parámetro de barra
  - $KPWR$  = potencia neta en barra, antes del flujo de carga.
  - $s$  = barra de oscilación
  - $ENEW$  = nuevo voltaje de barra
  - $\xi$  = error deseado
  - $ITER$  = contador de número de iteraciones
  - $MAX$  = máximo número de iteraciones.

PWR = flujo de potencia entre barras

PPWR= potencia neta en barras, después del proceso iterativo.

MVAB=  $M^{VAB}$  del sistema.

## CAPITULO IV

### SOLUCIONES NUMERICAS PARA ECUACIONES DIFERENCIALES

#### 4.1. INTRODUCCION

Varios problemas físicos complejos, tales como el análisis de la estabilidad transiente de un sistema de potencia, son gobernados por ecuaciones diferenciales, para las cuales no existe una solución analítica. Podemos aplicar varias técnicas para obtener soluciones aproximadas de estas ecuaciones diferenciales o sistemas de ecuaciones diferenciales, estos métodos generalmente son numéricos. Este es un tema muy importante en el análisis numérico.

En general, estos son métodos de integración numérica, empleados en un proceso paso a paso para determinar una serie de valores para cada variable dependiente, correspondiente a un conjunto de valores de la variable independiente. Podemos seleccionar valores de la variable independiente a intervalos fijos. La exactitud de la solución por el método de integración numérica depende del método utilizado y del tamaño del intervalo ( $\Delta t$ ).

En este capítulo trataremos de dar una breve demostración de la forma de resolver la ecuación diferencial ordinaria de primer orden:

$$\frac{dy}{dx} = f(x,y), \quad y(x_0) = y_0 \quad (4.1)$$

Supongamos que:

- a.  $f(x,y)$  está definida y es continua en  $x_0 \leq x \leq b$ ,  $-\infty < y < \infty$ , con  $x_0$  y  $b$  finitas.
- b. Existe ahí una constante  $L$  tal que para cualquier  $x$  en  $(x_0, b)$  y dos números  $Y$  y  $Y_0$  cualesquiera,

$$|f(x,y) - f(x,y^*)| \leq L |Y - Y^*|$$

Estas condiciones son suficientes para demostrar que existe una función  $y(x)$  en  $(x_0, b)$  única, continua y diferenciable que satisface (4.1).

Generalizando, podemos considerar que la ecuación (4.1) sea un sistema de  $N$  ecuaciones diferenciales de primer orden en los cuales  $y$ ,  $y_0$  y  $f$  son vectores con  $N$  componentes. La formulación (4.1) considerada como un sistema, es perfectamente general, en el sen

tido de que cualquier ecuación de orden superior o sistema de ecuaciones de orden superior, puede ser reducido a (4.1), si (y solo si) el sistema puede ser reescrito con la derivada de orden más elevado en cada variable independiente como primer miembro de una ecuación. Por ejemplo la ecuación:

$$\frac{d^2 y}{dx^2} = f(x, y, y') \quad (4.2)$$

Puede escribirse:

$$\begin{aligned} \frac{dz}{dx} &= f(x, y, z) \\ \frac{dy}{dx} &= z \end{aligned} \quad (4.3)$$

Para ecuaciones diferenciales simples de orden tres o mayor, rara vez existe alguna forma para convertirlas a (4.1). Sin embargo, las ecuaciones diferenciales de segundo orden son suficientemente comunes e importantes, para que exista un buen número de métodos especiales directamente aplicables para la solución de tales ecuaciones.

El fin que perseguimos al resolver (4.1) será determinar  $y$  como una secuencia de valores de  $x$ . Distinguiremos aquí dos tipos de métodos para obtener esta solución.

- a. Aquellos en los cuales  $f(x,y)$  será evaluada únicamente en los puntos  $(x_i, y_i)$ , donde  $y_i$  es el valor de  $y$  calculado en  $x=x_i$ , - tales métodos son llamados métodos de integración numérica.
- b. Aquellos en los cuales  $f(x, y)$ , será evaluada en puntos diferentes a  $(x_i, y_i)$ .

Las siguientes consideraciones son importantes en la derivación - de métodos para la solución numérica de ecuaciones diferenciales:

- a. En que error se incurre en cada paso de la computación (error de redondeo y de error de truncamiento) y como afecta este - error a los resultados de los pasos subsecuentes. Este fenómeno no es extremadamente importante y ocurre en muchas áreas del análisis numérico.
- b. Relacionado al problema de errores y a la propagación del error está el problema de poder estimar el error en una etapa dada - de la computación, como una función de los resultados calculados.
- c. La ecuación (4.1) contiene una condición inicial en  $x=x_0$ , sin embargo, muchos métodos de integración numérica requieren valores de  $y$  en más de un punto, para calcular otro punto. Por lo



tanto, frecuentemente serán necesarios medios auxiliares para iniciar la computación. Intimamente relacionado a este problema, está el cambio de intervalo entre  $x_j$  sucesivas durante el curso de la computación.

- d. La velocidad del método.- En la solución de grandes sistemas de ecuaciones, el tiempo requerido para la computación (aún en las computadoras más rápidas) puede ser considerable. Como ninguna discusión razonable de los problemas en análisis numérico puede evitar con consideración práctica de tal tipo, la velocidad de computación afectará nuestra evaluación de los métodos que veremos a continuación.

## 4.2. METODOS NUMERICOS PARA RESOLVER ECUACIONES DIFERENCIALES

### 4.2.1. Método de Euler

Consideremos la ecuación diferencial de primer orden (4.1)

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

Donde  $x$ , es la variable independiente,  $y$  es la variable dependiente, la solución de la ecuación diferencial (4.1) será de la forma:

$$y = g(x, c) \tag{4.4}$$

Donde  $c$  es una constante determinada de las condiciones iniciales especificadas. La curva que representa la ecuación (4.4) se muestra en la figura (4.1).

Ya que esta es una curva "lisa", los pequeños segmentos los podemos asumir como líneas rectas, así para un punto particular  $(x_0, y_0)$  en esta curva.

$$\Delta y \approx \left. \frac{dy}{dx} \right|_0 \Delta x$$

Donde  $\left. \frac{dy}{dx} \right|_0$  es la pendiente de la curva en el punto  $(x_0, y_0)$  y es obtenido por sustitución de  $x_0$  y  $y_0$  en la ecuación (4.1) ya que dado el valor inicial  $x_0$  y  $y_0$ , un nuevo valor de  $y$  puede determinar para un especificado  $\Delta x$ .

Podemos hacer  $h = \Delta x$ , de donde

$$y_1 = y_0 + \Delta y \quad , \quad 0$$

$$y_1 = y_0 + \left. \frac{dy}{dx} \right|_0 h$$

Donde  $\Delta y$  es el incremento de  $y$ , que corresponde al incremento de  $x$ .

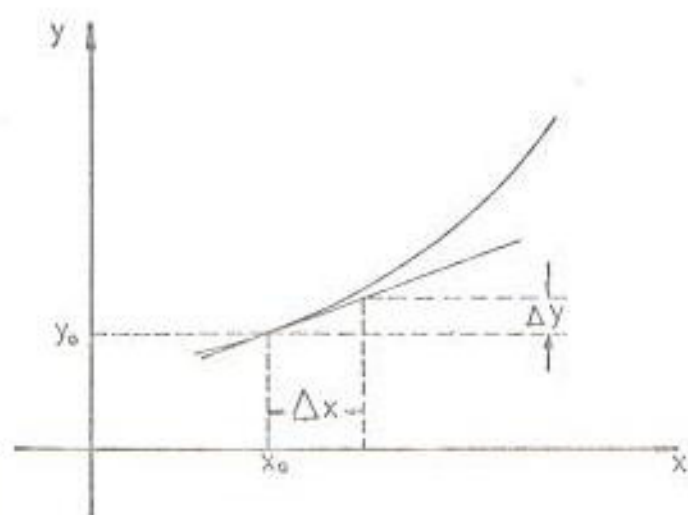


FIG. 4.1 Gráfico de la función solución de una ecuación diferencial

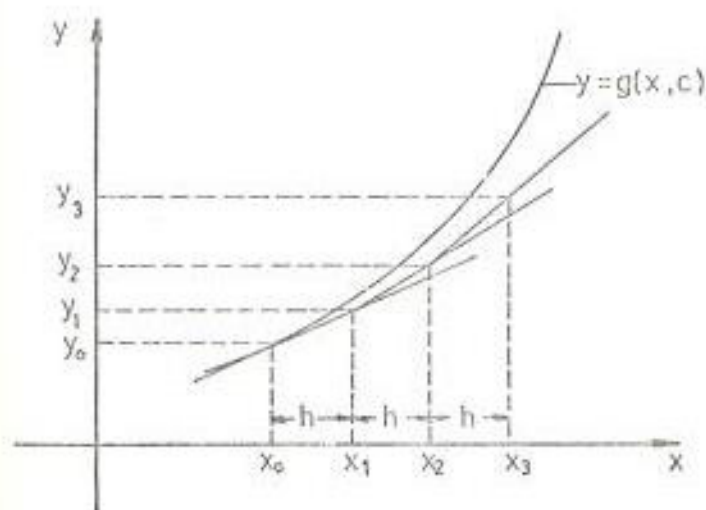


FIG. 4.2 Gráfico de la solución aproximada de una ecuación diferencial aplicando el método de Euler

Podemos determinar un segundo valor de  $y$  de la siguiente forma:

$$y_2 = y_1 + \left. \frac{dy}{dx} \right|_1 h$$

Donde:

$$\left. \frac{dy}{dx} \right|_1 = f(x_1, y_1)$$

Este proceso lo podemos repetir para obtener más valores de  $y$ .

$$y_3 = y_2 + \left. \frac{dy}{dx} \right|_2 h$$

$$y_4 = y_3 + \left. \frac{dy}{dx} \right|_3 h$$

Hasta obtener una serie de valores de  $x$  y  $y$ , con lo cual se tiene una solución de la ecuación (4.1), podemos hacer un gráfico para ilustrar este método (figura 4.2).

#### 4.2.2. Método de Euler modificado

En el método de Euler, un valor de  $dy/dx$  calculado al comienzo del intervalo, se asume que se aplica a todo el intervalo. Podemos obtener un valor más aproximado de  $y$  pa

ra  $x_1$  de la siguiente forma:

$$x_1 = x_0 + h$$
$$y_1^{(0)} = y_0 + \left. \frac{dy}{dx} \right|_0 h$$

Usando los nuevos valores de  $x_1$  y  $y_1^{(0)}$  en la ecuación (4.1) calculamos el valor aproximado de  $\left. \frac{dy}{dx} \right|_1$  en el fin del intervalo.

$$\left. \frac{dy}{dx} \right|_1^{(0)} = f(x_1, y_1^{(0)})$$

Entonces podemos encontrar un mejor valor  $y_1^{(1)}$  usando el promedio de  $\left. \frac{dy}{dx} \right|_0$  y  $\left. \frac{dy}{dx} \right|_1^{(0)}$ , así:

$$y_1^{(1)} = y_0 + \left( \frac{\left. \frac{dy}{dx} \right|_0 + \left. \frac{dy}{dx} \right|_1^{(0)}}{2} \right) h$$

Usando  $x_1$  y  $y_1^{(1)}$ , podemos obtener una tercera aproximación  $y_1^{(2)}$  por el mismo proceso.

$$y_1^{(2)} = y_0 + \left( \frac{\left. \frac{dy}{dx} \right|_0 + \left. \frac{dy}{dx} \right|_1^{(1)}}{2} \right) h$$

y una cuarta aproximación:

$$y_1^{(3)} = y_0 + \left\{ \frac{\frac{dy}{dx} \Big|_0 + \frac{dy}{dx} \Big|_1}{2} \right\} h \quad (2)$$

Podemos continuar este proceso hasta que dos estimaciones consecutivas para  $y$  estén dentro del error deseado.

Repetimos el mismo proceso para obtener  $y_2$ . En la figura (4.3), se ilustra la mayor exactitud obtenida al aplicar este método.

El método de Euler puede aplicarse para resolver ecuaciones diferenciales simultáneas. Dadas dos ecuaciones:

$$\frac{dy}{dx} = f_1(x, y, z)$$

$$\frac{dz}{dx} = f_2(x, y, z)$$

Con los valores iniciales  $x_0$ ,  $y_0$ , y  $z_0$ , el nuevo valor de  $y_1$  será:

$$y_1 = y_0 + \frac{dy}{dx} \Big|_0 h$$



Donde:

$$\left. \frac{dy}{dx} \right|_0 = f_1(x_0, y_0, z_0)$$

De manera similar:

$$z_1 = z_0 + \left. \frac{dz}{dx} \right|_0 h$$

Donde:

$$\left. \frac{dz}{dx} \right|_0 = f_2(x_0, y_0, z_0)$$

Para el próximo incremento, el valor de  $x_1 = x_0 + h$ ,  $y_1$  y  $z_1$  son usados para determinar  $y_2$  y  $z_2$ . Si aplicamos el método de Euler modificado,  $y_1$  y  $z_1$  son usados para evaluar las derivadas en  $x_1$  para calcular la segunda aproximación  $y_1^{(1)}$  y  $z_1^{(1)}$ .

#### 4.2.3. Métodos de aproximaciones sucesivas de Picard

La base del método de Picard es determinar una solución por aproximación de  $y$  como una función de  $x$ , sobre un conjunto dado de valores de  $x$ , esto es:

$$y \simeq g(x)$$



Esta expresión es evaluada sustituyendo directamente valores de  $x$  para obtener el correspondiente valor para  $y$ , dada la ecuación diferencial (4.1).

$$dy = f(x,y)dx$$

e integrado para los correspondientes límites para  $\underline{x}$  y  $\underline{y}$ .

$$\int_{y_0}^{y_1} dy = \int_{x_0}^{x_1} f(x,y) dx$$

Luego:

$$y_1 - y_0 = \int_{x_0}^{x_1} f(x,y) dx \quad \circ$$

$$y_1 = y_0 + \int_{x_0}^{x_1} f(x,y) dx \quad (4.5)$$

El término integral representa el cambio de  $\underline{y}$ , resultante del cambio en  $\underline{x}$ , de  $x_0$  a  $x_1$ . Podemos obtener una solución evaluando la integral por un método de aproximaciones sucesivas.

La primera aproximación para  $\underline{y}$ , como una función de  $\underline{x}$ , puede obtenerse reemplazando  $\underline{y}$  en la integral, con el valor -

inicial dado  $y_0$ , esto es:

$$y_1^{(1)} = y_0 + \int_{x_0}^{x_1} f(x, y_0) dx$$

Este nuevo valor de  $y$ , puede sustituirse en la ecuación (4.5) para obtenerse una segunda aproximación para  $y$ .

$$y_1^{(2)} = y_0 + \int_{x_0}^{x_1} f(x, y_1^{(1)}) dx$$

Podemos repetir este proceso varias veces hasta alcanzar el error deseado.

Puede existir complicaciones al evaluar la integral aunque sea asumida constante una de las variables. Por esta razón y por la necesidad de realizar muchas integraciones la aplicación de este método es restringido.

Podemos aplicar también el método de Picard para resolver ecuaciones diferenciales simultáneas de la siguiente forma:

$$\frac{dy}{dx} = f_1(x, y, z)$$

$$\frac{dz}{dx} = f_2(x, y, z)$$

Usando las fórmulas

$$y_1 = y_0 + \int_{x_0}^{x_1} f_1(x, y_0, z_0) dx$$

$$z_1 = z_0 + \int_{x_0}^{x_1} f_2(x, y_0, z_0) dx$$

#### 4.2.4. Método de Runge - Kutta

En el método de Runge-Kutta, los cambios en los valores de las variaciones dependientes son calculados de un conjunto dado de formulas expresadas en términos de las derivadas - evaluadas en puntos predeterminados. Debido a que cada va los de y es unicamente determinado por las fórmulas, este método no necesita de aproximaciones repetidas como el mé todo de Euler modificado o integraciones sucesivas como el método de Picard.

Las fórmulas son obtenidas usando unas aproximaciones para reemplazar en una expansión de la serie de Taylor truncada. La aproximación de Runge-Kutta de segundo orden puede es cribir de la siguiente forma:

$$y_1 = y_0 + a_1 k_1 + a_2 k_2$$

Donde:

$$k_1 = f(x_0, y_0) \cdot h$$

$$k_2 = f(x_0 + b_1 h, y_0 + b_2 k_1) \cdot h$$

Los coeficientes  $a_1$ ,  $a_2$ ,  $b_1$  y  $b_2$  van a determinarse. Primero expandimos  $f(x_0 + b_1 h, y_0 + b_2 k_1)$  en la serie de Taylor, en  $(x_0, y_0)$ , entonces:

$$k_2 = \{f(x_0, y_0) + b_1 \frac{\partial f}{\partial x} \Big|_0 \cdot h + b_2 k_1 \frac{\partial f}{\partial y} \Big|_0 + \dots\} \cdot h \quad (4.6)$$

Si en la ecuación (4.6) sustituimos para  $k_1$  y dos términos de la serie, la aproximación será:

$$y_1 = y_0 + (a_1 + a_2) f(x_0, y_0) \cdot h + a_2 b_1 \frac{\partial f}{\partial x} \Big|_0 h^2 + a^2 b^2 f(x_0, y_0) \frac{\partial f}{\partial x} \Big|_0 \cdot h^2 \quad (4.7)$$

La expansión en serie de Taylor de  $y$  en  $(x_0, y_0)$  es:

$$y_1 = y_0 + \frac{dy}{dx} \Big|_0 h + \frac{d^2 y}{dx^2} \Big|_0 \frac{h^2}{2} + \dots \quad (4.8)$$

ya que :

$$\left. \frac{dy}{dx} \right|_0 = f(x_0, y_0)$$

y:

$$\left. \frac{d^2y}{dx^2} \right|_0 = \left. \frac{\partial f}{\partial x} \right|_0 + \left. \frac{\partial f}{\partial y} \right|_0 f(x_0, y_0)$$

La ecuación (4.8) será:

$$y_1 = y_0 + f(x_0, y_0) h + \left. \frac{\partial f}{\partial x} \right|_0 \frac{h^2}{2} + \left. \frac{\partial f}{\partial y} \right|_0 f(x_0, y_0) \frac{h^2}{2} + \dots \quad (4.9)$$

Igualando los coeficientes de la ecuación (4.7) y (4.9)

$$a_1 + a_2 = 1$$

$$a_2 b_1 = 1/2$$

$$a_2 b_2 = 1/2$$

Seleccionando un valor arbitrario para  $a_1$ ,

$$a_1 = 1/2$$

$$a_2 = 1/2$$

$$b_1 = 1$$

$$b_2 = 1$$

Sustituyendo estos valores en la ecuación (4.6), la fórmula de aproximación de Runge - Kutta de segundo orden es:

$$y_1 = y_0 + 1/2 k_1 + 1/2 k_2$$

Donde:

$$k_1 = f(x_0, y_0) h$$

$$k_2 = f(x_0 + h, y_0 + k_1) h$$

Donde:

$$\Delta y = 1/2 (k_1 + k_2)$$

La aplicación del método de Runge-Kutta para una aproximación de segundo orden requiere el cálculo de  $k_1$  y  $k_2$ . El error de esta aproximación es del orden de  $h^3$  porque la se

rie es truncada después del término de segundo orden.

La fórmula general de aproximación de Runge-Kutta de cuarto orden es:

$$y_1 = y_0 + a_1 k_1 + a_2 k_2 + a_3 k_3 + a_4 k_4 \quad (4.10)$$

Donde:

$$k_1 = f(x_0, y_0) h$$

$$k_2 = f(x_0 + b_1 h, y_0 + b_2 k_1) h$$

$$k_3 = f(x_0 + b_3 h, y_0 + b_4 k_1) h$$

$$k_4 = f(x_0 + b_5 h, y_0 + b_6 k_3) h$$

Siguiendo el mismo procedimiento usado en la aproximación de segundo orden, podemos determinar los coeficientes de la ecuación (4.10).

$$a_1 = 1/6$$

$$a_2 = 2/6$$

$$a_3 = 2/6$$

$$a_4 = 1/6$$

y:

$$b_1 = 1/2$$

$$b_2 = 1/2$$

$$b_3 = 1/2$$

$$b_4 = 1/2$$

$$b_5 = 1$$

$$b_6 = 1$$

Sustituyendo estos valores en la ecuación (4.10), la aproximación de Runge - Kutta de cuarto orden es:

$$y_1 = y_0 + 1/6 (k_1 + 2k_2 + 2k_3 + k_4)$$

Donde:

$$k_1 = f(x_0, y_0) h$$

$$k_2 = f(x_0 + h/2, y_0 + k_1/2) h$$

$$k_3 = f(x_0 + h/2, y_0 + k_2/2) h$$

$$k_4 = f(x_0 + h, y_0 + k_3) h$$



Así, el cálculo de  $\Delta y$  con esta fórmula necesita el cálculo de  $k_1, k_2, k_3$  y  $k_4$ , y:

$$\Delta y = 1/6 (k_1 + 2k_2 + 2k_3 + k_4)$$

El error de esta aproximación es del orden de  $h^5$ .

Las fórmulas de aproximación de Runge - Kutta, para ecuaciones diferenciales simultáneas, son de la forma:

$$\frac{dy}{dx} = f(x, y, z)$$

$$\frac{dz}{dx} = g(x, y, z)$$

Son:

$$y_1 = y_0 + 1/6 (k_1 + 2k_2 + 2k_3 + k_4)$$

$$z_1 = z_0 + 1/6 (L_1 + 2L_2 + 2L_3 + L_4)$$

Donde:

$$k_1 = f(x_0, y_0, z_0) h.$$

$$k_2 = f(x_0 + h/2, y_0 + k_1/2, z_0 + L_1/2) h$$

$$k_3 = f(x_0 + h/2, y_0 + k_2/2, z_0 + L_2/2) h.$$

$$k_4 = f(x_0 + h, y_0 + k_3, z_0 + L_3) h.$$

$$L_1 = g(x_0, y_0, z_0) h.$$

$$L_2 = g(x_0 + h/2, y_0 + k_1/2, z_0 + L_1/2) h.$$

$$L_3 = g(x_0 + h/2, y_0 + k_2/2, z_0 + L_2/2) h.$$

$$L_4 = g(x_0 + h, y_0 + k_3, z_0 + L_3) h.$$

### 4.3. SOLUCION DE ECUACIONES DIFERENCIALES DE ALTO ORDEN

Las técnicas discutidas previamente para resolver ecuaciones diferenciales de primer orden, también pueden aplicarse para resolver ecuaciones diferenciales de alto orden, introduciendo variables auxiliares. Por ejemplo dada la ecuación diferencial de segundo orden.

$$a \frac{d^2 y}{dx^2} + b \frac{dy}{dx} + cy = 0$$

y las condiciones iniciales  $x_0, y_0$  y  $\frac{dy}{dx}|_0$ , podemos escribir esta ecuación como dos ecuaciones diferenciales de primer orden:

$$\frac{dy}{dx} = y'$$

$$\frac{d^2y}{dx^2} = \frac{dy'}{dx} = -\frac{by' + cy}{a}$$

Podemos aplicar cualquiera de los métodos anteriormente estudiados para resolver el sistema de ecuaciones diferenciales simultáneas.

De manera similar, una ecuación o sistema de ecuaciones de alto orden puede reducirse a un sistema de ecuaciones de primer orden.

ANALISIS DE ESTABILIDAD TRANSIENTE

## 5.1. INTRODUCCION

En los estudios de la estabilidad transiente obtenemos la información acerca de la capacidad de un sistema de potencia de mantener el sincronismo durante disturbios que ocasionan pérdidas de generación, pérdidas de líneas de transmisión, cambios en cargas. Podemos obtener con estos estudios los cambios en los voltajes, corrientes, potencias, velocidades y torques de las máquinas del sistema de potencia. El grado de la estabilidad de un sistema de potencia es un factor importante en la planificación del crecimiento del mismo. Es necesario que el sistema sea diseñado para mantener la estabilidad bajo cualquier disturbio, a fin de dar la suficiente confiabilidad y servicio eléctrico continuo.

El comportamiento del sistema de potencia durante el período transiente puede obtenerse de las ecuaciones de la red. Podemos usar una barra de referencia y la matriz impedancia o admitancia de barra en los cálculos de la estabilidad transiente.

Primero tenemos que realizar un flujo de carga para obtener las condiciones del sistema antes que ocurra el disturbio.

En este cálculo la red está compuesta por un sistema de barras, líneas de transmisión y transformadores, la red debe representarse además de estos elementos por circuitos equivalentes para las máquinas y admitancias estáticas a tierra para las cargas, además la matriz impedancia o admitancia de barra de la red debe modificarse para considerar los cambios en la representación de la red.

Las características de operación de las máquinas síncronas y de inducción pueden describirse por ecuaciones diferenciales. El número de ecuaciones diferenciales requeridas para cada máquina dependen de la exactitud deseada. Para una representación simplificada de una máquina síncrona, son requeridas dos ecuaciones diferenciales de primer orden.

Podemos realizar un análisis de estabilidad transiente, combinando una solución de ecuaciones algebraicas que describen la red, con una solución numérica de las ecuaciones diferenciales. La solución de las ecuaciones de red mantienen la identidad del sistema, con lo cual se tiene acceso a los voltajes y las corrientes durante el período transiente. Para la solución de las ecuaciones diferenciales en el análisis de la estabilidad transiente se puede usar los métodos de Runge-Kutta o de Euler modificado.

## 5.2. ECUACION DE OSCILACION

Para determinar el desplazamiento angular entre las máquinas de un sistema de potencia durante condiciones transientes, es necesario resolver la ecuación diferencial que describe el movimiento del rotor de las máquinas. El torque neto que actúa en el rotor de una máquina, lo podemos obtener de las ecuaciones de mecánica de cuerpos rotativos:

$$T = \frac{WR^2}{g} \alpha \quad (5.1)$$

Donde:  $T$  = suma algebraica de todos los torques Lb - pies

$WR^2$  = momento de inercia Lb - pie<sup>2</sup>

$g$  = aceleración de gravedad = 32.2 pies/seg<sup>2</sup>

$\alpha$  = aceleración mecánica angular rad/seg<sup>2</sup>

En el ángulo eléctrico  $\theta_e$  es igual al producto del ángulo mecánico  $\theta_m$  y el número de pares de polos  $P/2$ .

$$\theta = P/2 \theta_m \quad (5.2)$$

La frecuencia  $f$  en ciclos por segundo es:

$$f = P/2 \text{ rpm}/60 \quad (5.3)$$

Luego de las ecuaciones (5.2) y (5.3) el ángulo eléctrico en radianes es:

$$\theta_e = \frac{60f}{\text{rpm}} \theta_m \quad (5.4)$$

La posición angular  $\delta$ , en radianes, del rotor con respecto al eje de referencia rotativo sincrónico es:

$$\delta = \theta_e - \omega_0 t$$

Donde:

$\omega_0$  = velocidad sincrónica nominal, rad/seg.

$t$  = tiempo, seg

Entonces, la velocidad angular con respecto al eje de referencia es:

$$\frac{d\delta}{dt} = \frac{d\theta_e}{dt} - \omega_0$$

y la aceleración angular es:

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{d^2\theta_e}{dt^2}$$

Tomando la segunda derivada de la ecuación (5.4) y sustituyendo

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{60f}{\text{rpm}} \frac{d^2\theta_m}{dt^2}$$

Donde:

$$\frac{d^2\theta_m}{dt^2} = \alpha$$

Luego sustituyendo en la ecuación (5.1) el torque neto es:

$$T = \frac{WR^2}{g} \frac{\text{rpm}}{60f} \frac{d^2\delta}{dt^2}$$

Podemos expresar el torque en por unidad. El torque base es definido como el torque requerido para desarrollar la potencia nominal a la velocidad nominal esto es:

$$T_{\text{base}} = \frac{\text{KVA}_{\text{base}} \frac{550}{0.746}}{2\pi \left(\frac{\text{rpm}}{60}\right)}$$

Donde el torque base es en libras - pies, el torque en por unidad es:

$$T = \frac{\frac{WR^2}{g} \frac{2\pi}{f} \left(\frac{\text{rpm}}{60}\right)^2 \frac{0.746}{550}}{\text{KVA}_{\text{base}}} \frac{d^2\delta}{dt^2} \quad (5.5)$$

La constante inercia H de la máquina es definida como energía - cinética a la velocidad nominal en kilovatios segundo por kilo-



voltio-amperio. La energía cinética en libras - pies es:

$$\text{Energía cinética} = \frac{1}{2} \frac{WR^2}{g} \omega^2$$

Donde:

$$\omega = 2\pi \frac{\text{rpm}}{60}$$

Y rpm es la velocidad de régimen. Además:

$$H = \frac{\frac{1}{2} \frac{NR^2}{g} (2\pi)^2 \left(\frac{\text{rpm}}{60}\right)^2}{\text{KVA}_{\text{base}}} \frac{0.746}{550}$$

Sustituyendo en la ecuación (5.5)

$$T = \frac{H}{\pi f} \frac{d^2\delta}{dt^2} \quad (5.6)$$

El torque que actúa en el rotor de un generador incluye el torque mecánico de entrada del movimiento primo, torques debido a las rotaciones (fricción, fricción del viento y pérdidas del núcleo) torque eléctrico de salida y torque amortiguador debido al movimiento primo, generador y sistema de potencia. Los torques eléctricos y mecánicos que actúan en el rotor de un mo

tor son de signo opuesto y son el resultado de la entrada eléctrica y la carga mecánica. Despreciando la amortiguación y pérdidas rotacionales, el torque acelerante  $T_a$  es:

$$T_a = T_m - T_e$$

Donde:

$T_m$  = Torque mecánico

$T_e$  = Torque eléctrico

Así la ecuación (5.6) será:

$$\frac{H}{\pi f} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = T_m - T_e \quad (5.7)$$

El torque y la potencia en por unidad son iguales para pequeñas desviaciones en la velocidad, entonces la ecuación (5.7) queda:

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

Donde:

$P_m$  = potencia mecánica

$P_e$  = potencia eléctrica

Esta ecuación diferencial de segundo orden la podemos escribir como dos ecuaciones diferenciales de primer orden:

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

y:

$$\frac{d\delta}{dt} = w - w_0 \quad (5.8)$$

Ya que la velocidad sincrónica de régimen en radianes por segundo es  $2\pi f$ , la ecuación (5.8) nos queda:

$$\frac{d\delta}{dt} = w - 2\pi f$$

### 5.3. ECUACIONES DE LAS MÁQUINAS

#### 5.3.1. Máquinas Sincronas

Los estudios de estabilidad transiente involucran cortos periodos de análisis en el orden de un segundo o menores, por lo tanto una máquina sincrónica puede representarse por una fuente de voltaje tras la reactancia transiente, de magnitud constante pero variable posición angular. Esta representación desprecia los efectos de los

polos salientes, asume enlaces de flujo constantes y pequeños cambios en la velocidad. El voltaje tras la reactancia transiente es dado por:

$$E' = E_t + r_a I_t + j X'_d I_t$$

Donde:

$E'$  = voltaje tras la reactancia transiente

$E_t$  = voltaje terminal de la máquina

$I_t$  = corriente terminal de la máquina

$r_a$  = resistencia de la armadura

$X'_d$  = reactancia transiente

La figura 5.1 muestra la representación que será usada para la máquina sincrónica y el correspondiente diagrama fasorial.

Podemos considerar los efectos de los polos salientes y de los cambios en los enlaces de flujo, representado los efectos de las cantidades A.C. trifásicas de una máquina sincrónica, por componentes actuando en la dirección de los ejes directo y en cuadratura. El eje directo está a lo largo de la línea central del polo de la máquina y el eje en cuadratura atrasa al eje directo en  $90^\circ$  eléc-

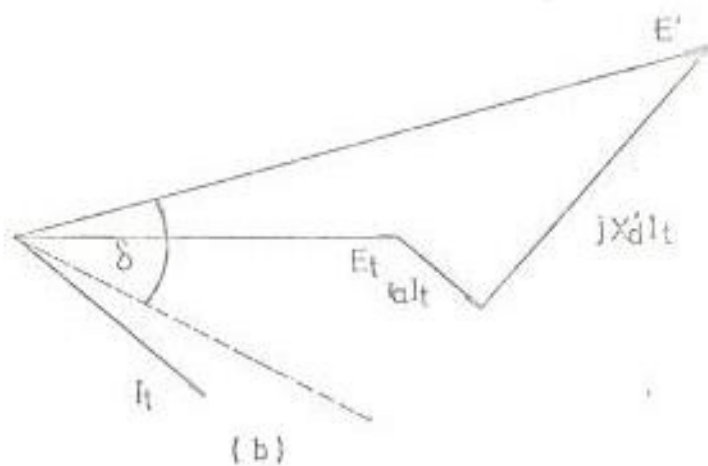
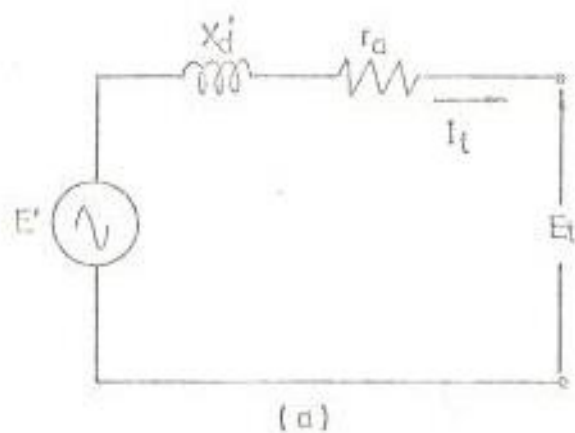


FIG. 5.1 Representación simplificada de una máquina síncrona  
 (a) Circuito equivalente  
 (b) Diagrama fasorial

tricos.

La posición del eje en cuadratura puede determinarse - calculando un voltaje ficticio localizado en este eje. Este es un voltaje tras la reactancia síncrona de eje en cuadratura y puede determinarse por:

$$E_q = E_t + r_a I_t + jX_q I_t.$$

Donde:

$E_q$  = voltaje tras la reactancia síncrona del eje - en cuadratura.

$X_q$  = reactancia síncrona de eje en cuadratura.

La figura 5.2 muestra la representación de la máquina - síncrona y el correspondiente diagrama fasorial.

El flujo sinusoidal producido por la corriente de campo actúa a lo largo del eje directo. El voltaje inducido por la corriente de campo adelanta a este flujo en  $90^\circ$  y además está en el eje en cuadratura. Se puede determinar este voltaje, adicionando al voltaje terminal  $E_t$  el incremento de voltaje a través de la resistencia de la armadura y el incremento de voltaje que representa -

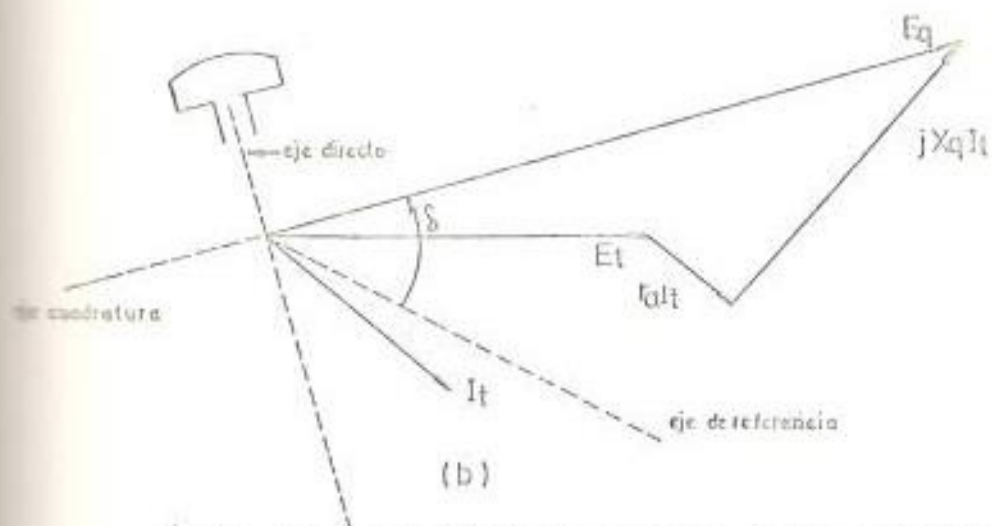
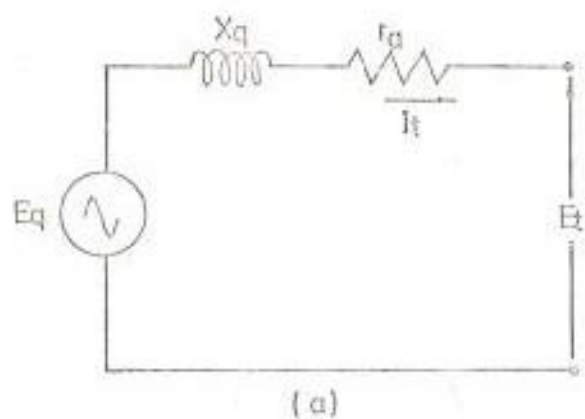


FIG. 5.2 Representación de una maquina sincrona para determinar  $E_q$   
 (a) Circuito equivalente  
 (b) Diagrama fasorial

el efecto desmagnetizante a lo largo de los ejes directo y en cuadratura. Despreciando la saturación.

$$E_I = E_t + r a I_t + j X_d I_d + j X_q I_q$$

Donde:

$E_I$  = voltaje proporcional a la corriente de campo

$X_d$  = reactancia sincrónica de eje directo

$X_q$  = reactancia sincrónica de eje en cuadratura

$I_d$  = componente de eje directo de la corriente terminal de la máquina.

$I_q$  = componente de eje en cuadratura de la corriente terminal de la máquina.

La figura 5.3 muestra el diagrama fasorial de  $E_I$ , como también el voltaje tras la reactancia transiente.

La componente en cuadratura del voltaje tras la reactancia transiente, del diagrama fasorial es:

$$E_q' = E_q - j (X_q - X_d') I_d$$

Donde  $E_q'$  es el voltaje proporcional a los enlaces de flujo del campo, resultante de los efectos combinados.



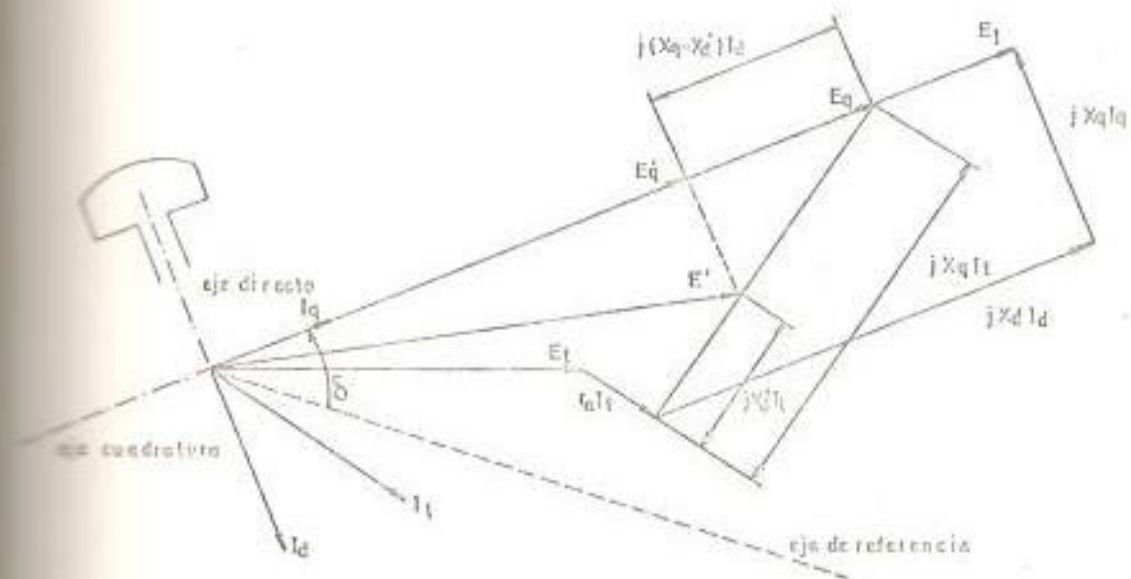


FIG. 5.3 Diagrama fasorial para determinar la componente en cuadratura del voltaje tras la reactancia transiente

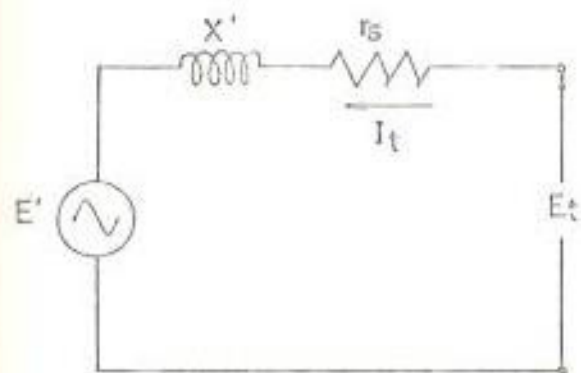


FIG. 5.4 Representación simplificada de una maquina de inducción para el analisis transiente

de las corrientes de campo y de armadura. Debido a que los campos de los enlaces de flujo no cambian instantáneamente después del disturbio,  $E_q'$  tampoco cambia instantáneamente. La variación de  $E_q'$  a lo largo del eje en cuadratura es dependiente del control del voltaje de campo, regulador, excitatriz, el voltaje proporcional a la corriente de campo, y la constante de tiempo transiente de circuito abierto de eje directo, y está dada a por:

$$\frac{dE_q'}{dt} = \frac{1}{T_{d'o}} (E_{fd} - E_q')$$

Donde:

$E_{fd}$  = término que representa el voltaje de campo, actuando a lo largo del eje en cuadratura.

$T_{d'o}$  = Constante de tiempo transiente de circuito a bierito de eje directo.

### 5.3.2. Máquinas de Inducción

En los estudios de estabilidad transiente de sistemas de potencia, las cargas, incluyendo motores de inducción, pueden ser representadas por admitancias en paralelo. Pero cuando el estudio incluye grandes motores de inducción

es necesario analizar los motores de inducción de una manera más detallada. Los motores de inducción son muy usados en la industria y pueden tener un efecto significativo en la respuesta transiente del sistema.

Puede obtenerse una representación lineal de la máquina de inducción tomando en cuenta los efectos de transientes mecánicos y transientes eléctricos del rotor. Podemos usar el circuito equivalente de la figura 5.4 para representar el comportamiento transiente de un motor de inducción, incluyendo los efectos de transientes mecánicos y transientes eléctricos del rotor, con una constante de tiempo simple.

La ecuación diferencial que describe la variación del voltaje tras la reactancia transiente  $X'$  es:

$$\frac{dE'}{dt} = -j2\pi f_s E' - \frac{1}{T_0} \{ E' - j(X - X') I_t \}$$

Donde la constante de tiempo del rotor en circuito abierto  $T_0$  en segundos es:

$$T_0 = \frac{X_r + X_m}{2\pi f r_r}$$

y la corriente terminal es:

$$I_t = (E_t - E') \frac{1}{r_s + jX'}$$

Las reactancias  $X$  y  $X'$  pueden obtenerse del circuito equivalente de estado estable de una máquina de inducción, como se muestra en la figura 5.5.

Donde:

$r_s$  = Resistencia del estator

$X_s$  = Reactancia del estator

$r_r$  = resistencia del rotor

$X_r$  = reactancia del rotor

$X_m$  = reactancia magnetizante

$s$  = deslizamiento del rotor.

Las resistencias y reactancias están en los mismos KVA base. La relación de los voltajes bases del estator y del rotor es igual a la relación de voltaje en circuito abierto con la máquina detenida. El deslizamiento en por unidad es:

$$s = \frac{n_s - n}{n_s}$$

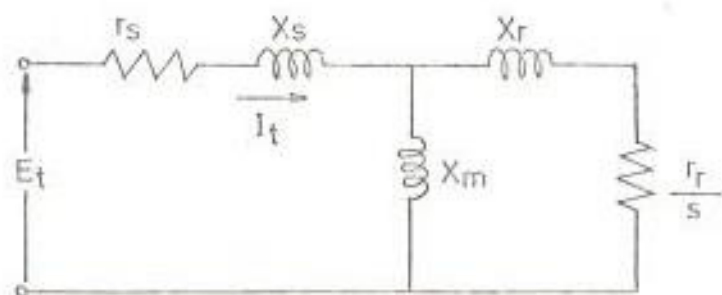


FIG.5.5 Circuito equivalente de secuencia positiva de estado estable de una maquina de inducción

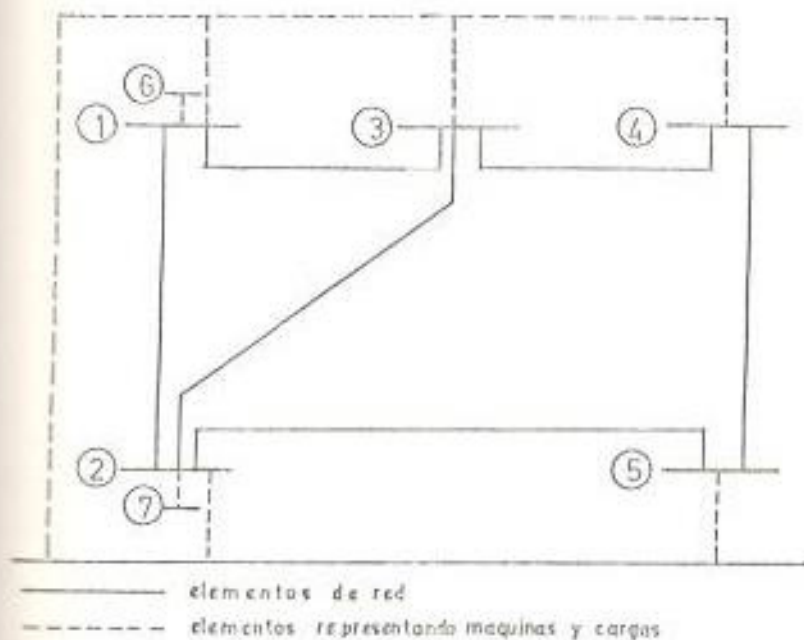


FIG. 5.6 Diagrama unifilar de un sistema de potencia para analisis transiente

Donde:

$n_s$  = velocidad síncrona

$n$  = velocidad actual

Ya que la resistencia del rotor  $r_r$  es pequeña comparada con las reactancias, puede despreciarse en los cálculos de  $X$  y  $X'$ . Del circuito equivalente de estado estable, la reactancia de circuito abierto es:

$$X = X_s + X_m$$

La reactancia de rotor bloqueado es aproximadamente

$$X' = X_s + \frac{X_m X_r}{X_m + X_r}$$

#### 5.4. ECUACIONES DEL SISTEMA DE POTENCIA

La representación generalmente usada para representar cargas en un sistema de potencia es por medio de la impedancia estática o la admitancia a tierra. También pueden usarse otras representaciones como la corriente constante a un factor de potencia fijo potencias real y reactiva constantes, o por combinación de estas representaciones.

Los parámetros asociados con las representaciones de impedancias estáticas y de corriente constante, se los puede obtener de las esquemas de cargas en barras y de los voltajes de las barras calculados de la solución del flujo de carga del sistema, antes de que ocurra el disturbio. El valor inicial de la corriente para una representación de corriente constante se la puede obtener de:

$$I_{po} = \frac{P_{Lp} - j Q_{Lp}}{E_p^*}$$

Donde  $P_{Lp}$  y  $Q_{Lp}$  son las cargas en las barras y  $E_p$  es el voltaje de la barra. La corriente  $I_{po}$  fluye de la barra  $p$  a la tierra. La magnitud y el ángulo de factor de potencia de  $I_{po}$  permanece constante.

La admitancia estática  $Y_{po}$ , para representar la carga de la barra  $p$ , puede obtenerse de:

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

Donde  $E_p$  es el voltaje de la barra y  $E_o$  es el voltaje de tierra, igual a cero. De donde:

$$Y_{po} = \frac{I_{po}}{E_p} \quad (5.9)$$

### ECUACIONES DE RED

Las ecuaciones de redes usadas en los cálculos del flujo de carga las podemos utilizar para describir el comportamiento de la red durante el período transiente. Si usamos la matriz admitancia de barra tomando la tierra como referencia, la ecuación de voltaje para la barra  $p$  es:

$$E_p = \frac{(P_p - JQ_p) L_p}{E_p^*} - \sum_{\substack{q=1 \\ q \neq p}}^n Y_{L_{pq}} E_q \quad (5.10)$$

El término  $(P_p - JQ_p)/E_p^*$  de la ecuación (5.10) representa la corriente de carga en la barra  $p$ , tomando una representación de corriente de carga constante.

$$\frac{(P_p - JQ_p)}{E_p^*} = |I_{po}| \left[ \theta_p^K + \beta_p \right]$$

Donde  $\beta_p$  es el ángulo del factor de potencia y  $\theta_p^K$  es el ángulo del voltaje con respecto a la referencia. Cuando la carga en la barra  $p$  es representada por una admitancia a tierra constante, la corriente en la barra es cero.



$$\frac{(P_p - jQ_p)}{E_p^*} L_p = 0$$

Para usar la ecuación (5.10) para describir el comportamiento de la red para un análisis transiente, deben modificarse los parámetros para incluir los efectos de elementos equivalentes que representan las máquinas sincronas de inducción y cargas.

Deben modificarse los parámetros de línea  $Y_{L_{pq}}$  para los nuevos elementos y para cada nuevo elemento de la red deben calcularse parámetros de línea adicionales.

Para ilustrar la modificación de los parámetros  $Y_{L_{pq}}$ , tomaremos el sistema de la figura 5.6.

El sistema tiene dos máquinas y una carga en cada barra representamos todas las cargas como admitancias estáticas a tierra, entonces la ecuación de voltaje para la barra 1 es:

$$E_1 = - Y_{L_{12}} E_2 - Y_{L_{13}} E_3 - Y_{L_{16}} E_6 - Y_{L_{10}} E_0$$

Donde:

$$Y_{L_{12}} = Y_{12} L_1$$

$$Y_{L_{13}} = Y_{13} L_1$$

Los elementos  $Y_{12}$ ,  $Y_{13}$  son de la matriz admitancia de barra de la red. Sin embargo:

$$L_1 = \frac{1}{Y_{11}}$$

Donde:

$$Y_{11} = y_{12}' + y_{13} + y_{10} + y_{16}$$

$y_{10}$  es la admitancia estática que representa la carga y  $y_{16}$  es la admitancia equivalente de la máquina. Ya que  $E_0$  es igual a 0, los parámetros  $Y_{L10}$  no deben calcularse.

Las formulas para la solución iterativa de la red por Gauss - Seidel son:

$$E_1^{k+1} = -Y_{L12}E_2^k - Y_{L13}E_3^k - Y_{L16}E_6$$

$$E_2^{k+1} = -Y_{L21}E_1^{k+1} - Y_{L23}E_3^k - Y_{L25}E_5^k - Y_{L27}E_7$$

$$E_3^{k+1} = -Y_{L31}E_1^{k+1} - Y_{L32}E_2^{k+1} - Y_{L34}E_4^k$$

$$E_4^{k+1} = -Y_{L43}E_3^{k+1} - Y_{L45}E_5^k$$

$$E_5^{k+1} = -Y_{L52}E_2^{k+1} - Y_{L54}E_4^{k+1}$$

Los voltajes iniciales son obtenidos del flujo de carga antes del disturbio. Los voltajes iniciales para las nuevas barras 6 y 7 son obtenidas del circuito equivalente que representa a las máquinas. Por lo tanto los voltajes para estas nuevas barras son calculadas de las ecuaciones diferenciales que describen el comportamiento de las máquinas.

Durante el cálculo iterativo la magnitud y el ángulo de fase de las admitancias equivalentes de la máquina son mantenidos constante. Si simulamos una falla trifásica, el voltaje de la barra fallada es colocado a cero y manteniendo constante.

Si usamos la matriz impedancia de barra para el análisis de la estabilidad transiente, la tierra tiene que tomarse como referencia porque todos los voltajes de barras de la red, excepto el de la barra fallada, cambian durante el período transiente. En el cálculo del flujo de carga pre-falla, la tierra también tiene que tomarse como referencia, para de esta forma eliminarse la necesidad de modificar la matriz impedancia de barra por un cambio en la barra de referencia.

Cuando usamos la tierra como referencia para el cálculo del flujo de carga y las cargas son representadas como fuentes de corriente, la matriz impedancia de barra incluirá solamente -

los capacitores, reactores y elementos de carga de línea a tierra. En este caso la matriz impedancia de barra es inconveniente porque no le da características de convergencia a la solución.

Después de que se obtiene la solución del flujo de carga, debe modificarse la matriz impedancia de barra para incluir los nuevos elementos de la red que representan las máquinas.

La fórmula iterativa para el comportamiento de la red, durante el periodo transiente, usando la tierra como referencia es:

$$E_p^{k+1} = \sum_{q=1}^{n+m} Z_{pq} I_q \quad \begin{matrix} P = 1, 2, \dots, n \\ q \neq f \end{matrix}$$

Donde n es el número de barras de la red, m es el número de barras tras la impedancia equivalente de la máquina y f es la barra de falla.

#### 5.5. TECNICAS DE SOLUCION APLICADA. METODO DE EULER MODIFICADO

Lo primero que tenemos que hacer para el análisis de la estabilidad transiente de un sistema de potencia es el cálculo de flujo de carga antes de que ocurra el disturbio. Luego los parámetros de la red deben modificarse, para tener la correcta representación para el análisis transiente. Las corrientes de las

máquinas antes del disturbio son calculadas de:

$$I_{ti} = \frac{P_{ti} - jQ_{ti}}{E_{ti}^*} \quad i = 1, 2, \dots, m$$

Donde  $m$  es el número de máquinas y  $P_{ti}$ ,  $Q_{ti}$  son las potencias real y reactivas de las máquinas. La potencia calculado para la máquina en la barra de oscilación y el voltaje terminal son obtenidas de la solución inicial del flujo de carga. Deben calcularse los voltajes tras la impedancia equivalente de las máquinas cuando la máquina  $i$  es representada por una fuente de voltaje de magnitud constante tras la reactancia transiente, el voltaje es obtenido de:

$$E'_{i(0)} = E_{ti} + r_{ai} I_{ti} + jX'_{di} I_{ti}$$

Donde:

$$E'_{i(0)} = e'_{i(0)} + jf'_{i(0)}$$

y  $E'_{i(0)}$  es el valor inicial usado en la solución de la ecuación diferencial. El ángulo inicial interno es:

$$\delta_{i(0)} = \tan^{-1} \frac{f'_{i(0)}}{e'_{i(0)}}$$

La velocidad inicial  $\omega(0)$  en radianes por segundo es igual a  $2\pi f$ , donde  $f$  es la frecuencia en ciclos por segundo. La potencia mecánica de entrada inicial  $P_{mi(0)}$  es igual a la potencia eléctrica  $P_{ei}$  antes del disturbio, la cual puede obtenerse de:

$$P_{ei} = P_{ti} + |I_{ti}|^2 r_{af}$$

Donde  $|I_{ti}|^2$  representa las pérdidas del estator.

Cuando los efectos de los polos salientes y los cambios en los enlaces de flujo son considerados, es usado para representar la máquina un voltaje tras la reactancia síncrona de eje en cuadratura. Este voltaje es determinado por:

$$E_{qi} = E_{ti} + r_{af} I_{ti} + jX_{qi} I_{ti}$$

Donde:

$$E_{qi} = e_{qi} + j f_{qi}$$

El ángulo inicial del voltaje interno es:

$$\delta_i(0) = \tan^{-1} \frac{f_{qi}}{e_{qi}}$$

Cuando se usa una representación simplificada, la velocidad inicial es igual a  $2\pi f$  y la potencia mecánica inicial es igual a la potencia eléctrica  $P_{ei}$ .

Para esta representación también se requieren los cálculos del voltaje proporcional a la corriente de campo  $EI_i$  y del voltaje proporcional a los enlaces de flujo  $E'_{qi}(0)$ . Estos voltajes son obtenidos de:

$$EI_i = E_{ti} + r_{ai} I_{ti} + jX_{di} I_{di} + jX_{qi} I_{qi}$$

$$y: E'_{qi}(0) = E_{qi} - (x_{qi} - X'_{di}) I_{di}$$

Donde:

$E'_{qi}(0)$  es el valor inicial usado en la solución de las ecuaciones diferenciales. Si la saturación es depreciada el voltaje de campo inicial  $E_{fdi}(0)$  es igual a  $EI_i$ .

El siguiente paso es un cambio en los parámetros del sistema para simular un disturbio. Efectuando los cambios apropiados en la red pueden simularse pérdida de generación, carga o líneas de transmisión. Una falla trifásica puede simularse por el ajuste del voltaje de la barra fallada a cero. Entonces -

las ecuaciones de la red modificada son resueltas para obtener las condiciones del sistema en el instante después de ocurrido el disturbio.

Las técnicas usadas en la solución del flujo de carga pueden emplearse para obtener los nuevos voltajes para la red. Sin embargo, en la solución iterativa, las barras tras las impedancias de las máquinas son tratadas de diferente forma, dependiendo de la representación de la máquina. Cuando la máquina es representada por un voltaje de magnitud constante tras la reactancia transiente, el voltaje interno de la máquina es mantenido fijo durante el proceso. Cuando la máquina es representada por los componentes de eje directo y de eje en cuadratura, el voltaje interno de la máquina es mantenido fijo durante una iteración. Sin embargo al final de cada iteración, el voltaje  $E_{qi}$  debe reevaluarse para reflejar los cambios en el voltaje terminal  $E_{ti}$ . Primero el nuevo voltaje para la barra interna es obtenido calculando la nueva corriente terminal de la máquina de:

$$I_{ti}^{k+1} = (E_{qi}^k - E_{ti}^{k+1}) \frac{1}{ra_i + jX_{qi}}$$

Entonces, queda determinado la nueva componente de la corrien



te a lo largo del eje directo. Finalmente calculamos el voltaje tras la reactancia sincrónica en cuadratura.

$$E_{qi}^{k+1} = E_{qi}(0) + (X_{qi} - X_{di}) I_{di}^{k+1}$$

Donde:

$E_{qi}(0)$  y  $\delta_i(0)$  (ángulo de  $E_{qi}$ ), son mantenidos fijos.

Cuando se obtiene la solución de la red, la corriente terminal será el valor inicial para la solución de las ecuaciones diferenciales. Este es usado para calcular la potencia eléctrica inicial cuando la magnitud del voltaje tras la reactancia transiente es mantenida fija:

$$P_{ei}(0) = \operatorname{Re} \{ I_{ti}(0) E_{qi}^*(0) \}$$

Cuando los efectos de los polos salientes y los cambios en los enlaces de flujo son tomados en cuenta, la potencia eléctrica inicial es calculada de:

$$P_{ei}(0) = \operatorname{Re} \{ I_{ti}(0) E_{qi}^*(0) \}$$

El voltaje inicial  $E_{qi}(0)$  es obtenido también de la solución

de la red en el instante después del disturbio.

#### METODO DE EULER MODIFICADO

Cuando una máquina es representada por un voltaje de magnitud constante tras la reactancia transiente, es necesario resolver dos ecuaciones diferenciales de primer orden, para obtener los cambios en el ángulo del voltaje interno  $\delta_i$  y la velocidad de la máquina  $w_i$ . Así para  $m$  máquinas, donde todas son representadas de la manera simplificada, es necesario resolver  $2m$  ecuaciones diferenciales simultáneas. Estas ecuaciones son

$$\frac{d\delta_i}{dt} = w_i(t) - 2\pi f \quad (5.11)$$

$$\frac{dw_i}{dt} = \frac{\pi f}{H_i} (P_{mi} - P_{ei}(t)) \quad i = 1, 2, \dots, m$$

Si no consideramos la acción del gobernador  $P_{mi}$  permanece constante.

$$P_{mi} = P_{mi}(0)$$

La estimación inicial de los ángulos de voltaje interno y las velocidades de las máquinas al tiempo  $t + \Delta t$  son obtenidas de:

$$\delta_i^{(0)}(t + \Delta t) = \delta_i^{(1)}(t) + \frac{d\delta_i}{dt} \Big|_t \Delta t$$

$$w_i^{(0)}(t + \Delta t) = w_i^{(0)}(t) + \frac{dw_i}{dt} \Big|_t \Delta t$$

Donde las derivadas son evaluadas de las ecuaciones (5.11) y  $P_{ei}(t)$  son las potencias de las máquinas al tiempo  $t$ . Cuando  $t = 0$ , las potencias de las máquinas  $P_{ei}(0)$  son obtenidas de la solución de la red un instante después de ocurrido el disturbio.

Evaluando las derivadas al tiempo  $t + \Delta t$  podemos obtener segundas estimaciones. Para esto se requiere que en las estimaciones iniciales sean determinadas las potencias de las máquinas al tiempo  $t + \Delta t$ . Estas potencias son obtenidas calculando los nuevos componentes de voltaje interno.

$$e_i^{(0)}(t + \Delta t) = |E_i| \cos \delta_i^{(0)}(t + \Delta t)$$

$$f_i^{(0)}(t + \Delta t) = |E_i| \sin \delta_i^{(0)}(t + \Delta t)$$

Obtenemos entonces las soluciones de la red, manteniendo fijos los voltajes en las barras internas de las máquinas. Cuando

hay una falla trifásica en la barra  $f$ , el voltaje  $E_f$  también es mantenido fijo en cero. Con los voltajes de barras calculados y los voltajes internos, las corrientes terminales de las máquinas pueden calcularse de:

$$I_{ti}^{(0)}(t + \Delta t) = [E_i^{(0)}(t + \Delta t) - E_{ti}^{(0)}(t + \Delta t)] \frac{1}{r_{ai} + jX'_{di}}$$

y las potencias de las máquinas de:

$$P_{ei}^{(0)}(t + \Delta t) = R_e [I_{ti}^{(0)}(t + \Delta t) (E_i^{(0)}(t + \Delta t))^*]$$

La segunda estimación para el ángulo del voltaje interno y las velocidades de las máquinas es obtenida de:

$$\delta_i^{(1)}(t + \Delta t) = \delta_i^{(1)}(t) + \left\{ \frac{d\delta_i}{dt} \Big|_t + \frac{d\delta_i}{dt} \Big|_{(t + \Delta t)} \right\} \frac{\Delta t}{2}$$

$$w_i^{(1)}(t + \Delta t) = w_i^{(1)}(t) + \left\{ \frac{dw_i}{dt} \Big|_t + \frac{dw_i}{dt} \Big|_{(t + \Delta t)} \right\} \frac{\Delta t}{2}$$

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

Donde:

$$\frac{d\delta_i}{dt} \Big|_{(t+\Delta t)} = \omega_i^{(0)} \Big|_{(t+\Delta t)} - 2\pi f$$

$$\frac{d\omega_i}{dt} \Big|_{(t+\Delta t)} = \frac{\pi f}{H_i} \{ P_{mi} - P_{ei}^{(0)}(t+\Delta t) \}$$

El voltaje final al tiempo  $t + \Delta t$  para las barras internas de las máquinas son:

$$e_{1(t+\Delta t)}^{(1)} = |E_1'| \cos \delta_i^{(1)}(t+\Delta t)$$

$$f_{i(t+\Delta t)}^{(1)} = |E_1'| \sin \delta_i^{(1)}(t+\Delta t)$$

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

De aquí las ecuaciones de red son resueltas nuevamente para obtener los voltajes finales del sistema al tiempo  $t + \Delta t$ . Los voltajes de las barras son usados para calcular las corrientes de las máquinas, potencias y flujos de potencias. El tiempo es incrementado por  $\Delta t$  y se investiga si ha existido operación de los interruptores o el estado de falla ha cambiado. Si ha existido la operación, entonces los cambios apropiados son

efectuados en los parámetros de la red.

Entonces son resueltas las ecuaciones de la red para obtener las condiciones del sistema un instante después de ocurrido el cambio. En este cálculo los voltajes internos son mantenidos fijos, luego obtenemos estimaciones para el próximo incremento de tiempo.

El proceso se repite hasta cuando  $t$  es igual al tiempo máximo especificado en el estudio. Cuando se incluye los efectos de los polos salientes y los cambios en los enlaces de flujo, en la representación de las máquinas, deben resolverse las siguientes ecuaciones diferenciales.

$$\frac{d\delta_i}{dt} = \omega_i(t) - 2\pi f$$

$$\frac{d\omega_i}{dt} = \frac{\pi f}{H_i} (P_{mi} - P_{ei}(t)) \quad (5.12)$$

$$\frac{dE_{q'i}}{dt} = \frac{1}{T_{do'i}} (E_{fdi} - E_{i'}) \quad i = 1, 2, \dots, m$$

Si no consideramos la acción del gobernador,  $P_{mi}$  permanece fijo y

$$P_{mi} = P_{mi}(0)$$

Si no incluimos los efectos del sistema de control y de excitación,  $E_{fdi}$  permanece constante, y

$$E_{fdi} = E_{fdi}(0)$$

Si cada máquina del sistema es descrita por las ecuaciones (5.12), tenemos que resolver  $3m$  ecuaciones simultáneas.

## CAPITULO VI

### PROGRAMA DE COMPUTADORA PARA EL ESTUDIO DE LA ESTABILIDAD TRANSIENTE (ESTAB).

#### 6.1. INTRODUCCION

El estudio de la estabilidad transiente es un problema complejo, ya que involucra ecuaciones no lineales, por lo cual tenemos que aplicar métodos numéricos de solución que tomarían gran tiempo de ejecución manual, lo que haría el problema casi imposible de resolver, por esta razón la aplicación de un programa de computadora es el camino más lógico de solución.

El programa de computadora para el estudio de la estabilidad transiente es desarrollado como una extensión de un programa de flujo de carga.

#### 6.2. DESCRIPCION DEL PROGRAMA ESTAB

El programa para realizar el análisis de la estabilidad transiente se lo denomina ESTAB, está diseñado para un sistema de 20 barras y de 20 líneas pudiéndose ampliar fácilmente para un mayor



número de barras y de líneas del sistema, siempre que la capacidad de la computadora lo permita. El programa consta de un programa principal denominado ESTAB y de nueve subrutinas denominadas YBUS, LDFLOW, LINEPA, VTRANS, TRANST, POWERS, DFRTL 1, DFRTL 2, GRAF1.

Los datos de entrada son los mismos en un programa de flujo de carga, como son: número de barras del sistema, número de líneas, número de generadores, número de transformadores, barra de oscilación máximo número de iteraciones, factor de aceleración, error permitido, MVA base, características de las líneas y transformadores que conforman el sistema, cargas en barras, potencia generada en cada barra. Además de esta información para el análisis de la estabilidad transiente se necesitan una serie de datos adicionales como son: barra donde ocurre el disturbio, tiempo de despeje de falla, tiempo total del análisis, intervalo de tiempo, datos de las máquinas sincrónicas y de inducción línea a ser despejada.

El programa se inicia calculando la matriz admitancia de barra del sistema, luego de lo cual calcula el flujo de carga antes de ocurrido el disturbio para obtener las condiciones de voltaje en barras y flujo de potencias en líneas. Iniciamos el análisis transiente utilizando métodos numéricos para resolver las ecuaciones diferenciales que describen el comportamiento de las máquinas, específicamente se utiliza el método de Euler modificado, también -

se utiliza una solución iterativa (Gauss - Seidel) para resolver las ecuaciones que determinan el comportamiento del sistema de potencia. Para cada estimación de las velocidades de las máquinas y ángulo de voltaje interno se efectúa el cálculo iterativo de los voltajes en barras para el próximo intervalo de tiempo.

El programa modifica las condiciones del sistema de acuerdo con el tipo de falla que estamos simulando y continúa analizando la estabilidad transiente después de que la falla es despejada. Los datos de ángulo de voltaje interno de cada generador del sistema son calculados para cada tiempo desde  $t = 0$  hasta  $t = t_{max}$  y almacenados en arreglos para luego ser graficados. En el gráfico se puede observar claramente el comportamiento del ángulo del voltaje interno para el tipo de disturbio a que es sometido. También se efectúa el gráfico de la relación de la velocidad en cada intervalo de tiempo a velocidad nominal versus el tiempo, para cada generador, este gráfico nos dá idea más clara aún de la estabilidad transiente del sistema de potencia.

A continuación se presenta el diagrama de flujo del programa ESTAB



Modifique los datos de la red para una nueva representación.

Calcule las corrientes de las máquinas.

$$I_{ti} = \frac{P_{ti} - jQ_{ti}}{E_{ti}^*} \quad i = 1, m$$

Calcule voltajes tras la reactancia equivalente de la máquina.

$$E_i'(0) = E_{ti} + r_{ai} I_{ti} + jX'_{di} I_{ti}$$

t = 0

Existe cambio en la condición de falla.

NO

Calcule estimaciones iniciales de potencias, ángulos y velocidades de las máquinas a t + Δt.

$$\delta_i(0) = \delta_i(1) + \frac{d\delta_i}{dt} \Big|_{(t)} \Delta t$$

$$\omega_i(0) = \omega_i(1) + \frac{d\omega_i}{dt} \Big|_{(t)} \Delta t$$

Modifique datos del sistema

J = 0

Resuelva ecuaciones de red

$$E_p^{k+1} = \sum_{q=1}^{n-1} Y_{pq} I_q^{k+1} \quad E_q^{k+1} = \sum_{p=1}^n Y_{pq} E_p^k$$

$$\sum_{i=1}^m Y_{Lpi} E_i$$

p = 1, n, P ≠ F (f=barra falla)

Calcule corriente de máquinas

$$I_{ti} = (E_i' - E_{ti}) \frac{1}{r_{ai} + jX'_{di}}$$

i = 1, m

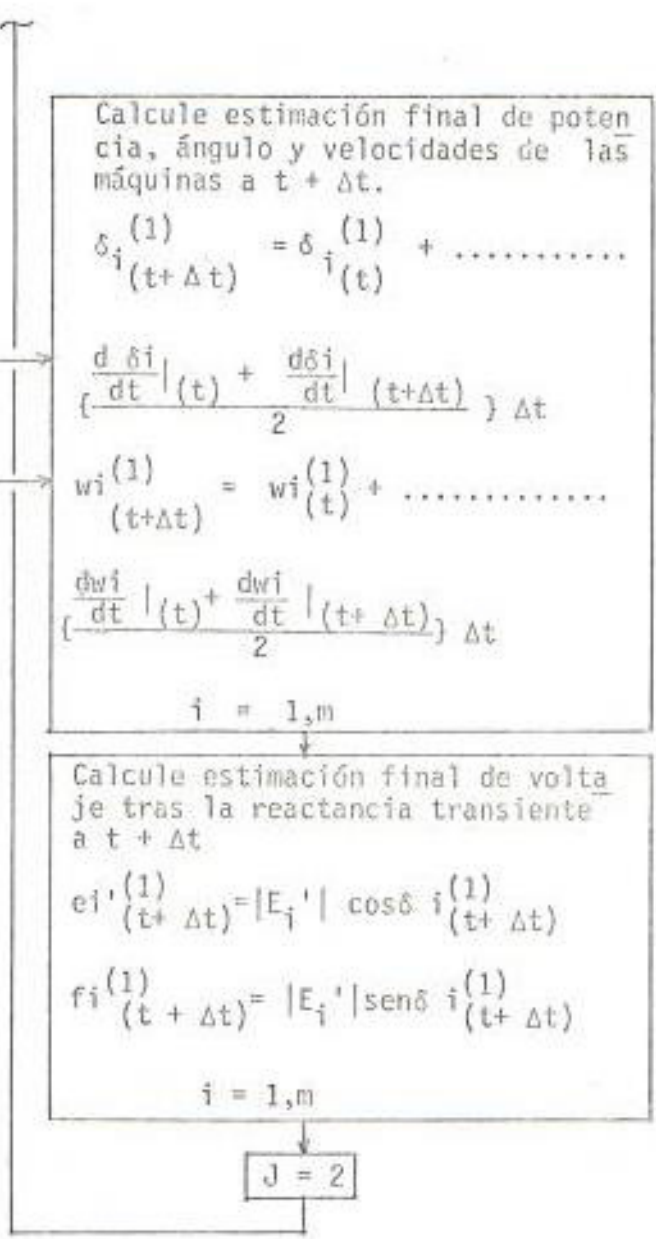
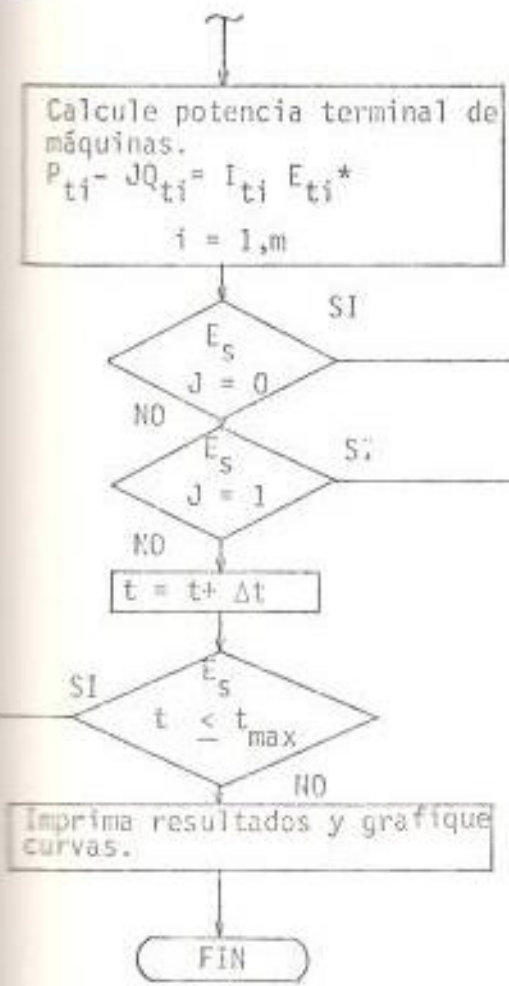
Calcule la estimación inicial de voltaje tras la reactancia transiente a t + Δt.

$$e_i'(0) = |E_i'| \cos \delta_i(0) \quad i(t + \Delta t)$$

$$f_i'(0) = |E_i'| \sin \delta_i(0) \quad i(t + \Delta t)$$

i = 1, m..

J = 1

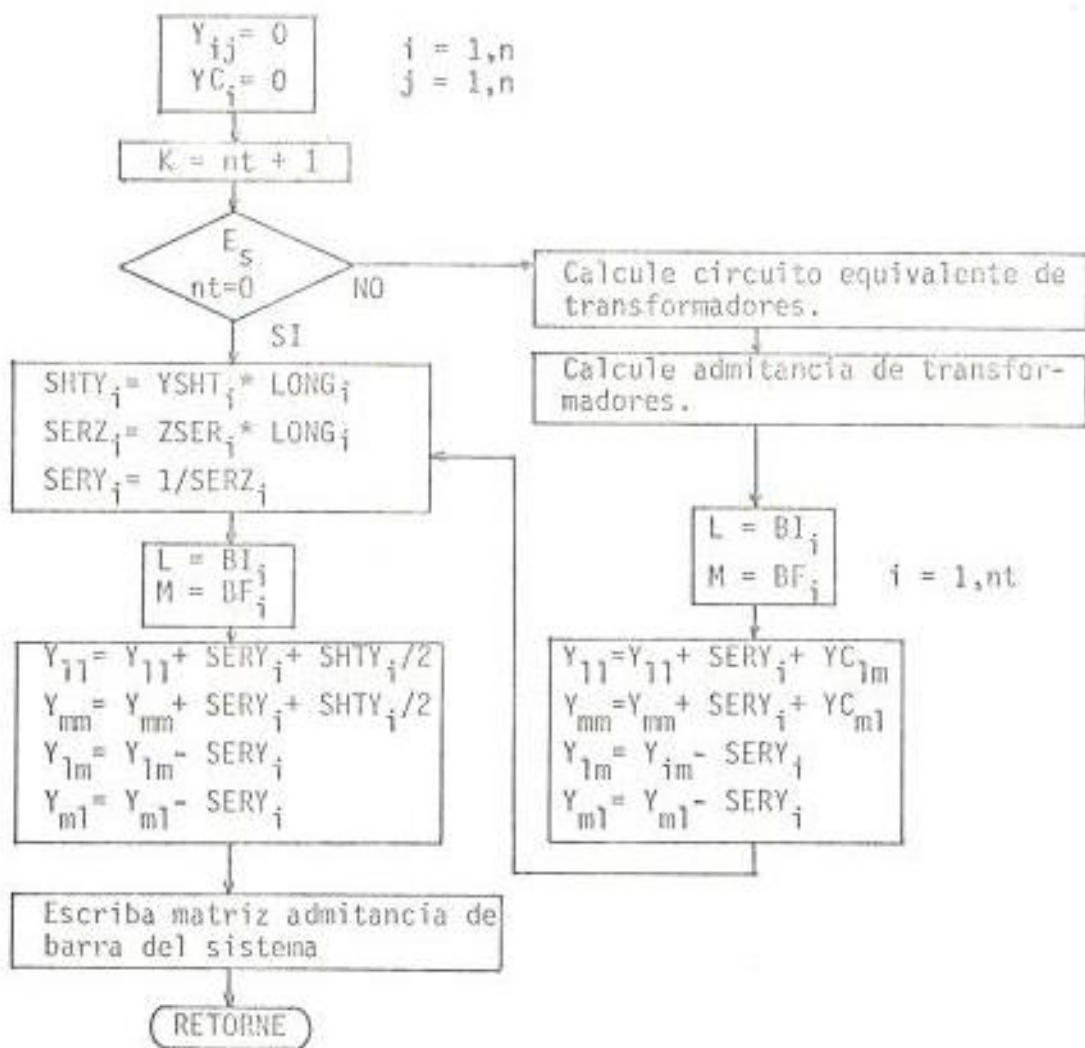


### 6.3. DESCRIPCION DE LAS SUBROUTINAS UTILIZADAS

#### SUBROUTINA YBUS

**FUNCION:** Esta subrutina calcula la matriz admitancia de barra del sistema de potencia en el cual vamos a realizar el análisis de la estabilidad transiente.

A continuación se presenta el diagrama de flujo de esta subrutina:



### SUBROUTINA LDFLOW

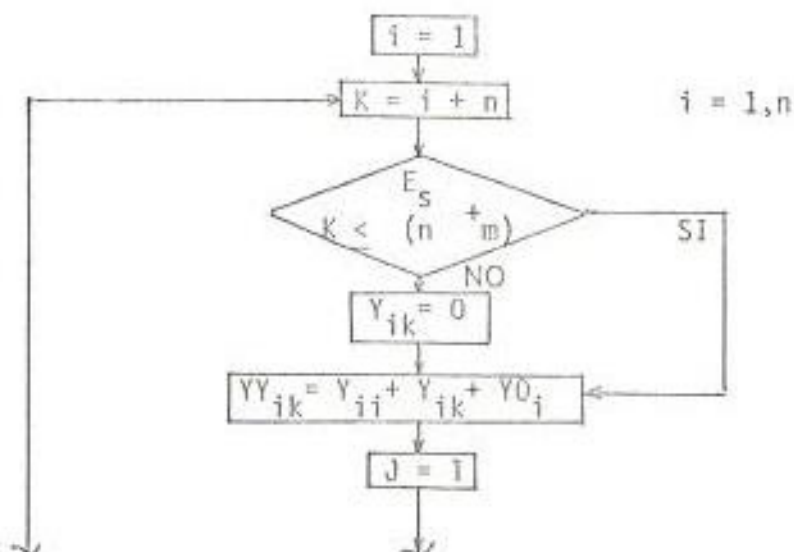
FUNCION: Esta rutina calcula el flujo de carga del sistema antes de que ocurra el disturbio.

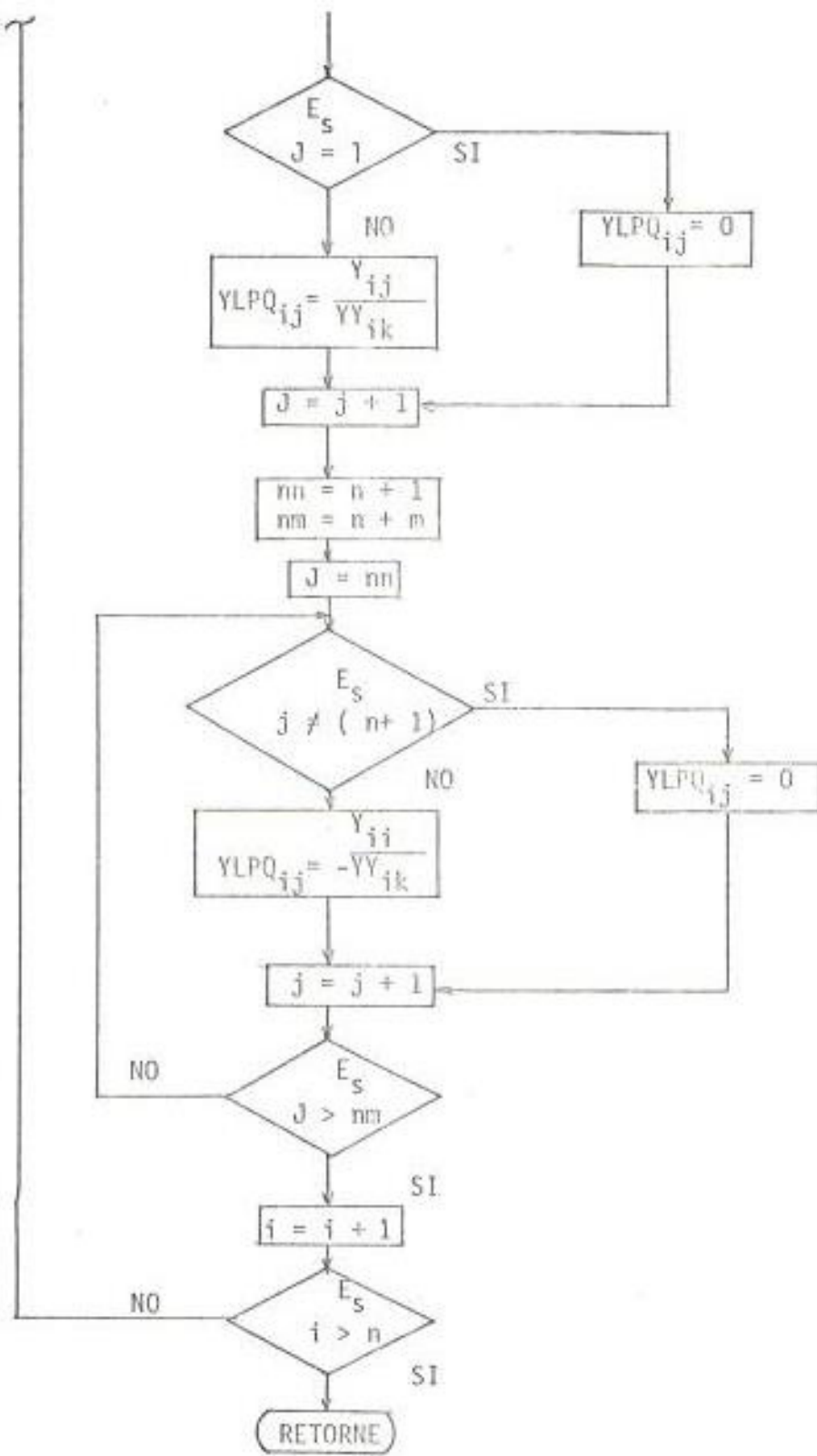
En el capítulo III se analizó detalladamente las características de esta subrutina.

### SUBROUTINA LINEPA

FUNCION: Esta subrutina calcula los parámetros de línea YLPQ, después de ocurrido el disturbio y también luego de despejada la falla, parámetros que son utilizados en el análisis transiente.

A continuación se presenta el diagrama de flujo de esta subrutina:

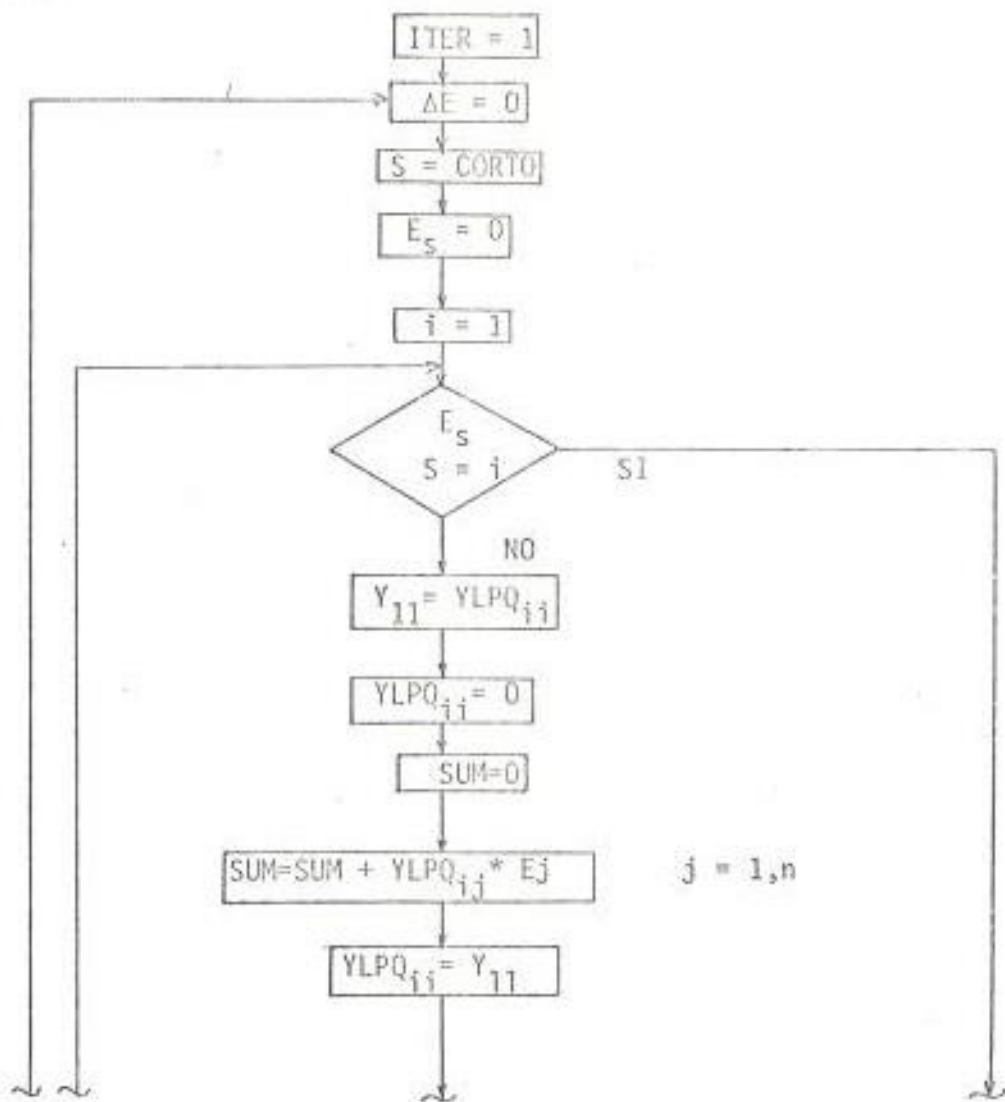




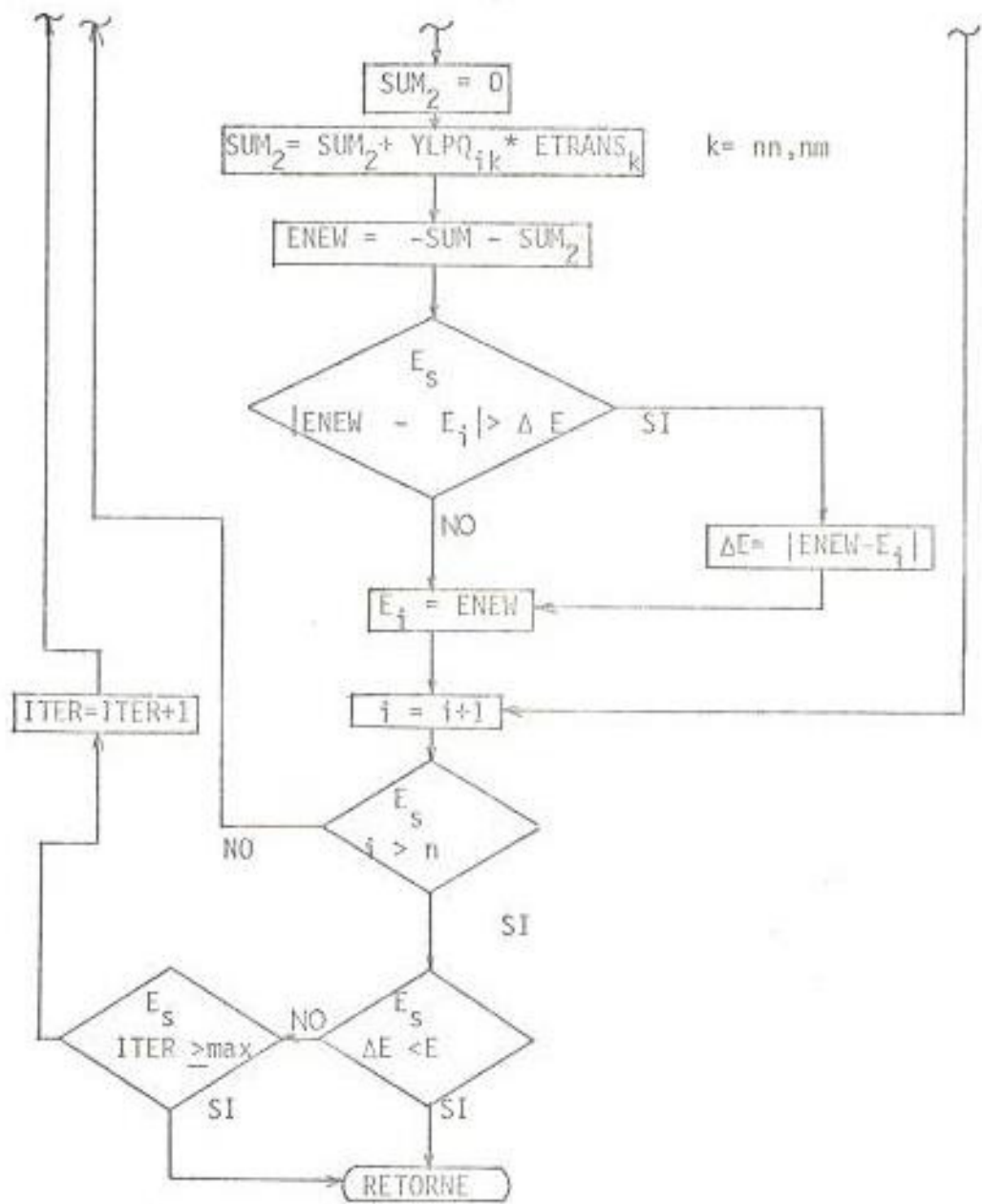
### SUBROUTINA VTRANS

FUNCIÓN: Esta subrutina calcula los voltajes en cada una de las barras del sistema por medio de un proceso iterativo.

A continuación se presenta el diagrama de flujo de esta subrutina:



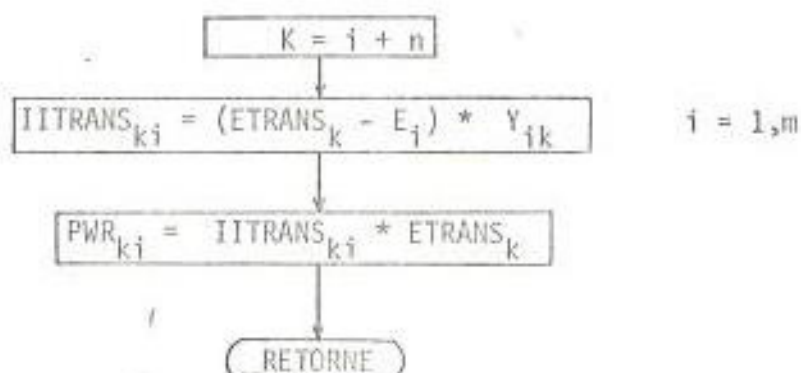




### SUBROUTINA TRANST

FUNCION: Esta subrutina calcula la corriente transiente de los generadores para cada  $\Delta t$ , así como también la potencia que entregan.

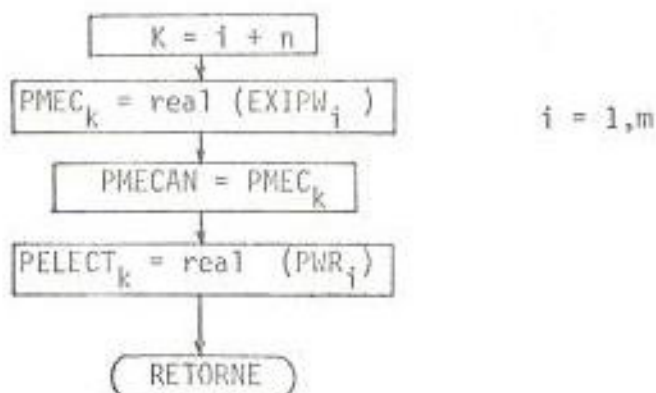
A continuación se presenta el diagrama de flujo de esta subrutina.



#### SUBROUTINA POWERS

FUNCION: Esta subrutina calcula la potencia mecánica y la potencia eléctrica de las máquinas en cada intervalo de tiempo.

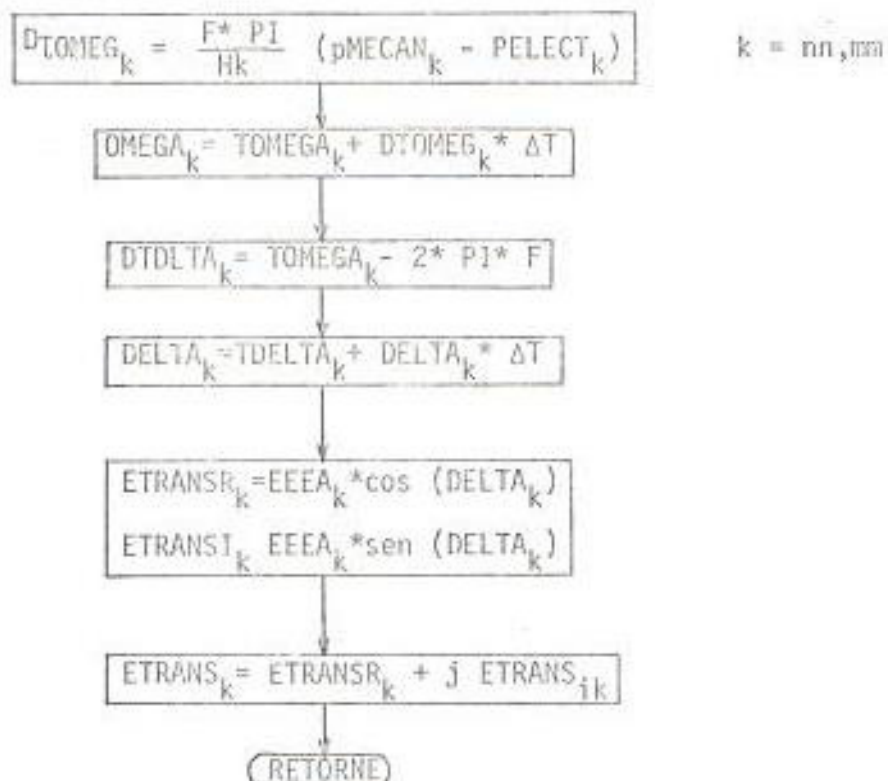
A continuación el diagrama de flujo de esta subrutina:



### SUBROUTINA DFRTL1

FUNCION: Esta subrutina calcula las velocidades, ángulos y voltajes tras la reactancia transiente de las máquinas para la primera aproximación usando el método de Euler modificado.

A continuación se presenta el diagrama de flujo de la subrutina:

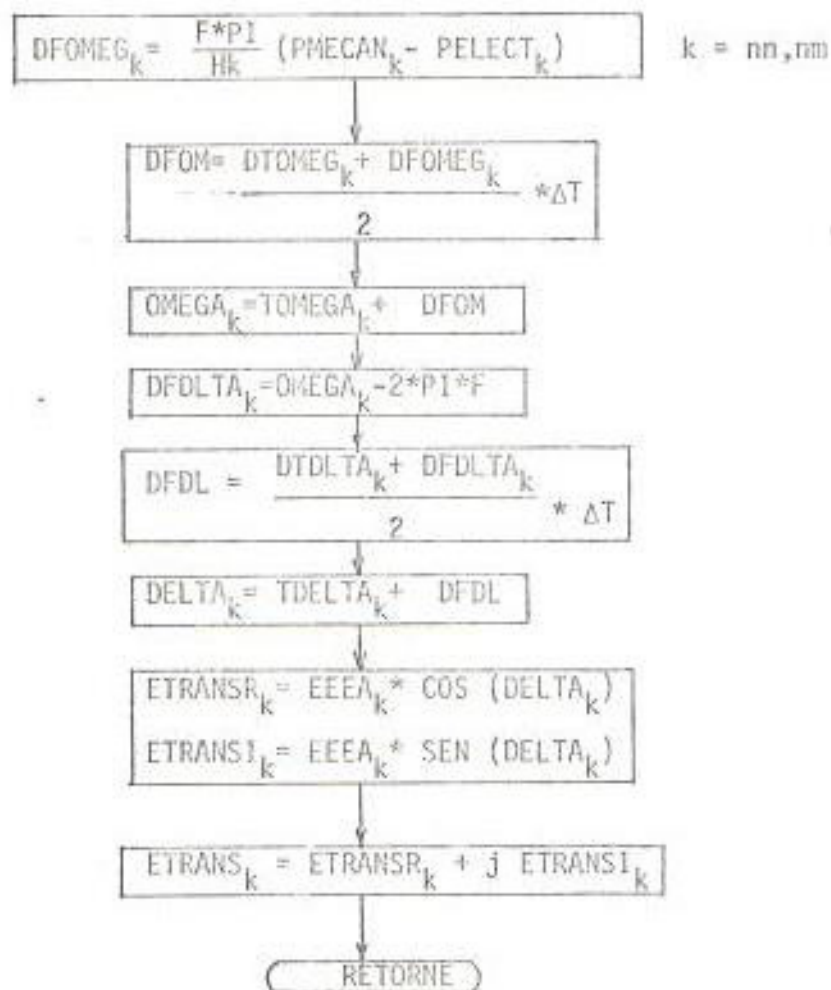


### SUBROUTINA DFRTL2

FUNCION: Esta subrutina calcula las velocidades, ángulos y voltajes tras la reactancia transiente de las máquinas para la segunda aproximación o estimación final usando el método

de Euler modificado.

A continuación se presenta el diagrama de flujo de esta subrutina.



#### 6.4. TIPOS DE ANALISIS QUE PODEMOS REALIZAR CON EL PROGRAMA

El programa ESTAB está diseñado para realizar el análisis de la estabilidad transiente bajo las condiciones más severas de falla

que se pueden presentar en un sistema de potencia.

Estos casos son:

1. Falla trifásica en una barra o en un punto de una línea cercano a una barra, con despeje de la falla con reposición del sistema.

Primero se realiza un flujo de carga antes de que ocurra la falla, para determinar las condiciones pre-falla de voltajes y potencias de las máquinas. Como dato de entrada tenemos a la barra o línea en la cual ocurre la falla trifásica, la cual es simulada ajustando a cero el voltaje de la barra de falla, o de la barra más cercana al punto de falla en la línea. Luego se ejecuta un proceso iterativo similar ejecutado en el flujo de carga para determinar los voltajes en las demás barras y las velocidades, ángulos y voltajes tras la reactancia transiente de las máquinas para cada intervalo de tiempo mientras dure la condición de falla. Luego a un tiempo  $t = t_{des}$  (tiempo de despeje de falla) la falla es despejada por operación de los interruptores en los extremos de la línea, volviendo el sistema a tener su configuración inicial, el proceso iterativo es nuevamente ejecutado para cada tiempo para determinar los voltajes de cada barra, también es -

calculado las velocidades, ángulos y voltajes tras la reactancia transiente. Los ángulos de voltaje interno de las máquinas son los que nos dan los elementos de juicio para saber si se conserva la estabilidad en el sistema de potencia para un determinado disturbio. Estos valores de ángulo de voltaje interno son almacenados para luego ser presentados en una tabla al final del programa, donde para cada tiempo se presenta el ángulo para cada máquina.

Una manera más directa de observar el comportamiento de la estabilidad transiente del sistema de potencia es por medio del gráfico de ángulo de voltaje interno de cada una de las máquinas versus el tiempo, el mismo que es efectuado por el programa ESTAB. Un último gráfico que efectúa el programa ESTAB de la relación de velocidad en cada tiempo a velocidad nominal versus el tiempo para cada máquina nos acentúa aún más el comportamiento transiente del sistema de potencia.

2. Falla trifásica en una barra o en un punto de una línea cercano a una barra, con despeje de la falla sacando la línea del sistema.

Como en el primer caso se inicia el programa con el flujo de carga pre-falla, determinando los voltajes en las barras y

las potencias iniciales de las máquinas. Se simula una falla trifásica ajustando a cero el voltaje en la barra o la barra cercana al punto de la línea donde ocurre la falla, se determina en cada intervalo de tiempo las velocidades, ángulos y voltajes tras la reactancia transiente de las máquinas. En el tiempo  $t = t_{des}$  (tiempo de despeje de falla) operan los interruptores causando la salida de la línea donde ocurre la falla, como el sistema queda alterado en su configuración, es calculada nuevamente la matriz admitancia de barra y los parámetros de línea. En este instante se levanta la condición de falla, efectuándose el proceso iterativo para calcular los voltajes en las barras, también son calculadas las velocidades ángulos y voltajes tras la reactancia transiente en cada instante de tiempo. Como en el caso anterior se efectúan los gráficos que nos dan un criterio más evidente acerca de la estabilidad transiente del sistema de potencia.

3. Falla trifásica en barra con disparo de un generador durante un cierto tiempo, reponiéndose la falla con reconexión del generador.

En este caso el análisis de la estabilidad transiente del sistema de potencia se realiza en forma similar a los dos casos anteriores, variando únicamente en el tipo de falla. Aquí

ocurre una falla trifásica en una barra, causando el disparo de los interruptores que conectan el generador al sistema, quedando trabajando en vacío, no entregando potencia eléctrica alguna. En estas condiciones trabaja el sistema hasta  $t = t_{des}$  donde el generador es reconectado al sistema, quedando como era originalmente, en cada intervalo de tiempo son calculadas las velocidades, ángulos y voltajes tras la reactancia transiente de las máquinas. Se presentan tablas de ángulo de voltaje tras la reactancia transiente de cada máquina para cada intervalo de tiempo, además se realizan los gráficos de ángulo de voltaje interno versus el tiempo y de relación de velocidad actual a velocidad nominal versus el tiempo, los cuales nos dan un criterio visual acerca del análisis de la estabilidad transiente.



## CAPITULO VII

### ANALISIS DE UN SISTEMA EJEMPLO

#### 7.1. DESCRIPCION DE SISTEMA EJEMPLO

En este capítulo se utilizará el programa ESTAB para realizar un análisis de la estabilidad transiente de un sistema real, para lo cual tomaremos el Sistema Nacional Interconectado (año 1980).

Para efectos de diseño se ha dividido al país en dos zonas de acuerdo a su altura, la zona 1 comprende desde el nivel del mar hasta los 1.000 metros de altura, la zona 2 desde los 1.000 metros de altura en adelante.

A continuación se dan las características principales de las subestaciones del sistema considerado.

#### SUBESTACION SALITRAL (GUAYAQUIL)

Barras de 138 KV: Sistema de barra principal y transferencia con 4 posiciones.

4 autotransformadores monofásicos de 30 MVA 138/69 KV

A la subestación Salitral llegan dos circuitos de 138 KV desde la subestación Pascuales y sale un circuito a 69 KV hacia la Central Térmica de Salitral.

#### SUBESTACION IBARRA

Barras de 138 KV: Sistema de barra principal y transferencia con 4 posiciones.

Barra de 69 KV: Sistema de barra simple con una posición de disyuntor.

Barra de 34.5 KV: Sistema de barra simple con una posición de disyuntor.

Un autotransformador trifásico de 20 MVA, 138/69 KV

Un transformador trifásico de 30 MVA, 138/34.5 KV

A la subestación Ibarra llega un circuito de 138 KV desde Quito - (La Vicentina) y salen, un circuito a 69 KV, hacia Otavalo y un circuito a 34.5 KV hacia la zona de Ibarra.

## SUBESTACION LA VICENTINA (QUITO)

Barra de 138 KV: Sistema de barra principal y transferencia con 7 posiciones de disyuntores.

Barra de 46 KV: Sistema de barra simple con una posición de disyuntor y 3 seccionadores.

2 autotransformadores trifásicos de 40 MVA, 138/46 KV

A la subestación La Vicentina llega un circuito a 138 KV desde Santa Rosa y un circuito a 138 KV desde Guano y salen un circuito a 138 KV hacia Ibarra, un circuito a 138 KV hacia la subestación Epíclachina (Quito) y un circuito a 46 KV hacia la ciudad de Quito.

## SUBESTACION PUCARA (PISAYAMBO)

Barra de 138 KV: Sistema de barra principal y transferencia con 5 posiciones de disyuntores.

A la subestación Pucara llegan por medio de cables aislados a 138 KV las salidas de 2 transformadores trifásicos de 40 MVA, 13.8/138 KV ubicados dentro de la casa de máquinas, y salen, un circui

to a 138 KV, hacia Quito (La Vicentina) y otro circuito a 138 KV hacia Ambato.

#### SUBESTACION AMBATO

Barra de 138 KV: Sistema de barra principal y transferencia con 3 posiciones.

Barra de 69 KV: Sistema de barra principal y transferencia con 3 posiciones.

Un autotransformador trifásico de 40 MVA, 138/69 KV.

A la subestación Ambato llega un circuito a 69 KV hacia Latacunga y 2 circuitos a 69 KV hacia la zona de Ambato .

#### SUBESTACION EPICLACHINA (QUITO)

Barra de 138 KV: Sistema de barra simple con dos posiciones.

Barra de 46 KV: Sistema de barra simple con 2 posiciones de disyuntor y 3 seccionadores por disyuntor.

Un transformador trifásico de 40 MVA, 138/46 KV.

A la subestación Epiclachina llega un circuito a 138 KV desde la subestación La Vicentina, sale un circuito a 46 KV hacia la ciudad de Quito.

#### SUBESTACION QUEVEDO Y SANTO DOMINGO

Barras de 230 KV: Sistema de doble barra con 6 posiciones de disyuntores.

Barra de 138 KV: Sistema de Barra principal y transferencia con 4 posiciones de disyuntor.

Un autotransformador trifásico de 40 MVA, 230/69 KV.

A la subestación Quevedo llegan 2 circuitos a 230 KV desde Guayaquil (Pascuales) y salen dos circuitos a 230 KV hacia Santo Domingo, un circuito a 69 KV hacia la zona de Quevedo.

A la subestación Santo Domingo llegan 2 circuitos a 230 KV desde Quevedo y salen 2 circuitos a 230 KV, hacia Quito (Santa Rosa) y un circuito a 69 KV hacia la zona de Santo Domingo.

#### SUBESTACION QUITO (SANTA ROSA)

Barra de 138 KV: Sistema de doble barra principal y transferencias con 5 posiciones de disyuntores.

Barra de 230 KV: Sistema de doble barra con 4 posiciones de disyuntores.

4 autotransformadores monofásicos de 75 MVA 230/138 KV.

A la subestación Santa Rosa llegan 2 circuitos a 230 KV desde Santo Domingo y un circuito a 138 KV, desde Pisayambo (Pucara) y salen 2 circuitos a 138 KV hacia la ciudad de Quito.

La figura 7.1 muestra el diagrama unifilar del sistema considerado y la figura 7.2 muestra el sistema con las numeraciones de las barras y de las líneas de acuerdo con el orden explicado en el apéndice A.

Los datos de las líneas del sistema los encontraremos en la siguiente página.

## DATOS DE LINEAS

---

LINEA	R	X	G	B	TAP	TAP.MIN	TAP.MAX
1	0.0	0.0181	0.0	0.0	1.0		
2	0.0	0.0496	0.0	0.0	1.0		
3	0.0	0.3971	0.0	0.0	1.0	0.9	1.1
4	0.0	0.1925	0.0	0.0	1.0	0.9	1.1
5	0.0	0.1075	0.0	0.0	1.0		
6	0.0	0.1143	0.0	0.0	1.0		
7	0.0	0.2206	0.0	0.0	1.0		
8	0.0	0.2890	0.0	0.0	1.0	0.9	1.1
9	0.0	0.1275	0.0	0.0	1.0		
10	0.0	0.1666	0.0	0.0	1.0		
11	0.0244	0.2011	0.0	0.2160			
12	0.0162	0.1299	0.0	0.1408			
13	0.0121	0.0994	0.0	0.1016			
14	0.0064	0.0234	0.0	0.0232			
15	0.0757	0.2793	0.0	0.0676			
16	0.0568	0.2087	0.0	0.0512			
17	0.0213	0.0782	0.0	0.0192			
18	0.1679	0.4102	0.0	0.0072			

---

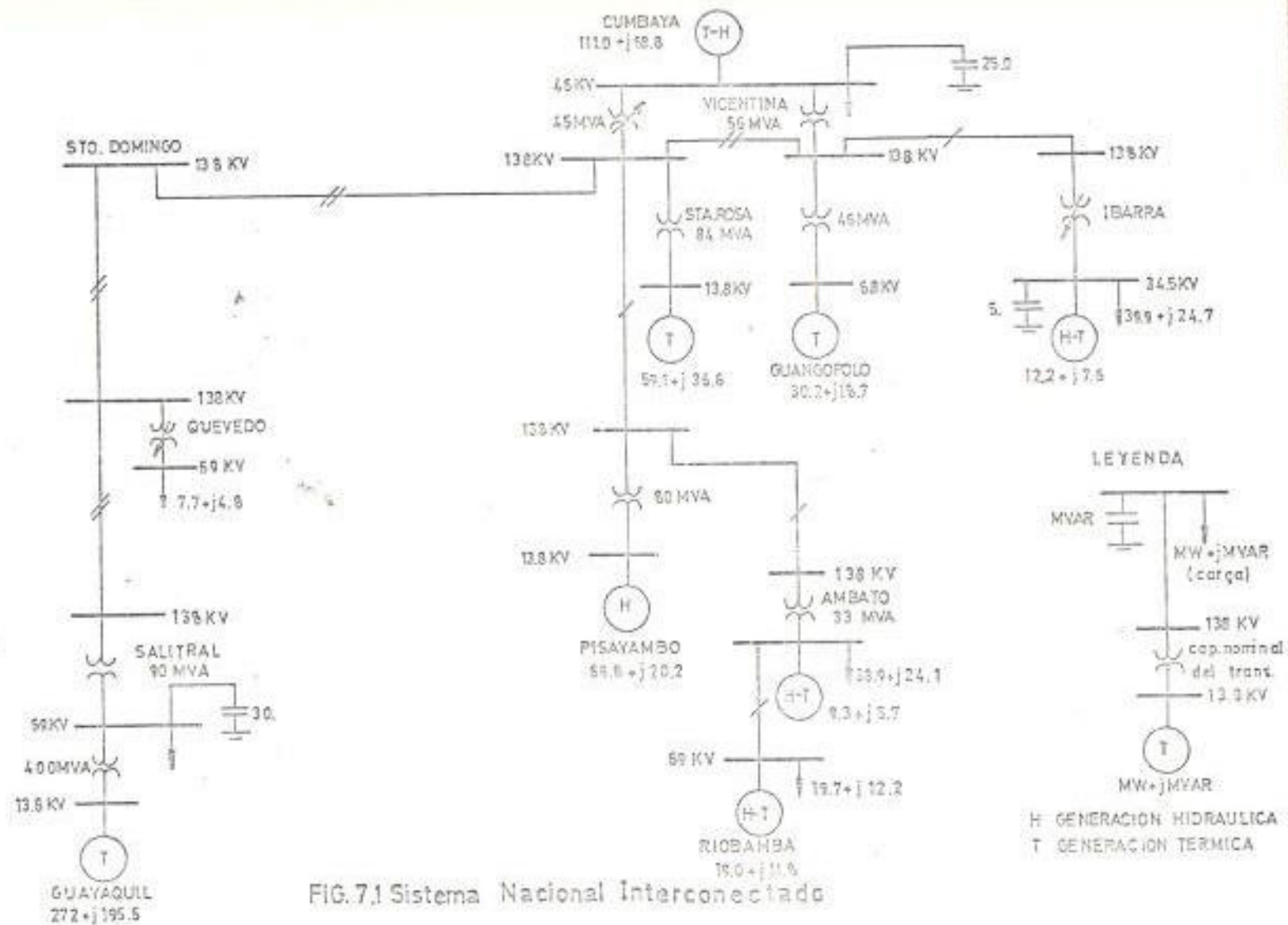


FIG. 7.1 Sistema Nacional Interconectado



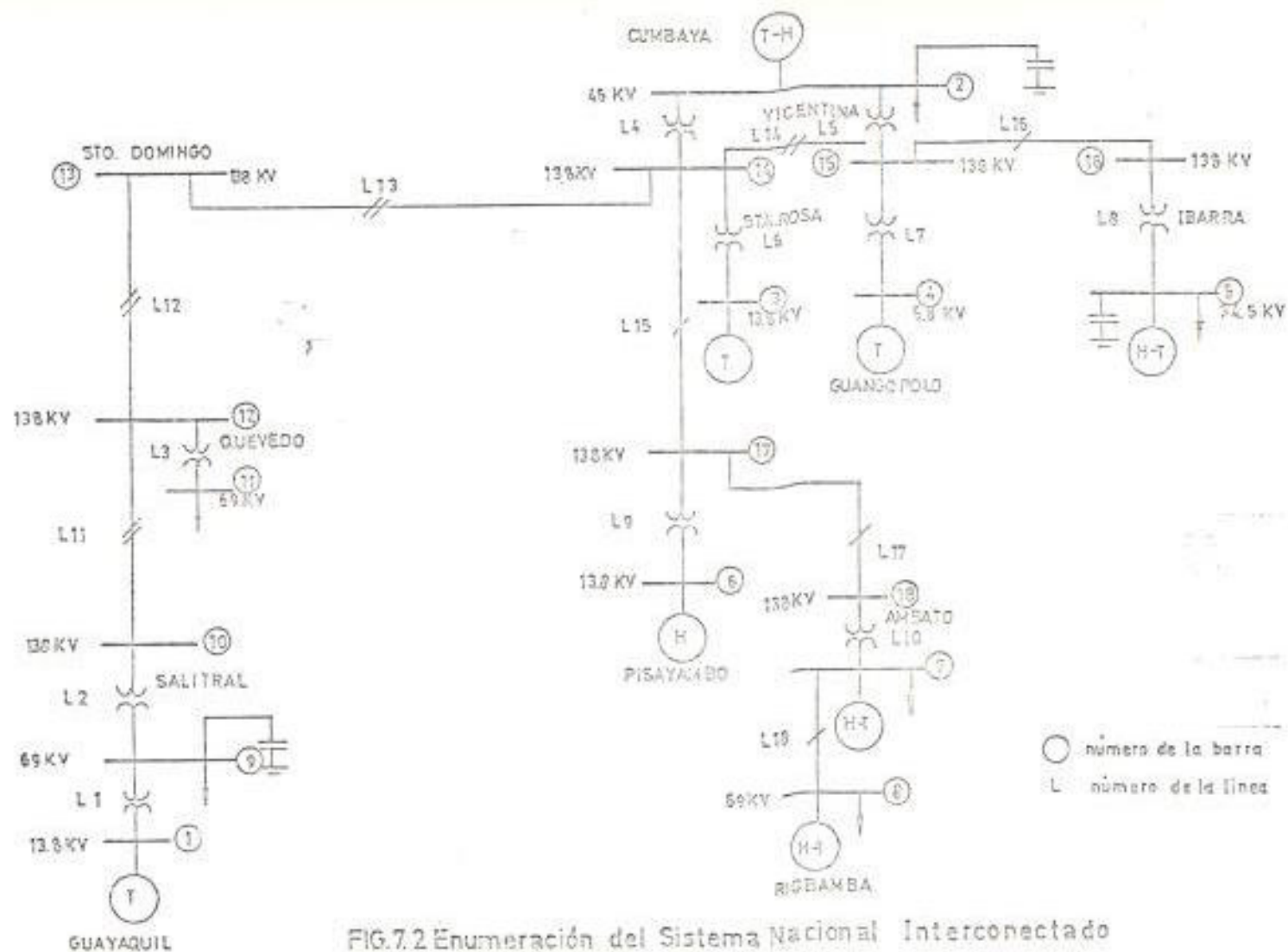


FIG.7.2 Enumeración del Sistema Nacional Interconectado

El orden de los generadores es el siguiente:

GUAYAQUIL	1	A
CUMBAYA	2	B
SANTA ROSA	3	C
GUANGUPOLO	4	D
IBARRA	5	E
PISAYAMBO	6	F
AMBATO	7	G
RIOBAMBA	8	H

La letra corresponde a la identificación para cada generador en los gráficos obtenidos en la ejecución del programa.

Los demás datos del sistema necesario para realizar el análisis de la estabilidad transiente son presentados en la ejecución de ejemplo que se muestra posteriormente.

## 7.2. RESUMEN DE RESULTADOS OBTENIDOS

La tabla 7.1. muestra un resumen de las ejecuciones efectuadas.

A continuación se presenta un listado de la ejecución del programa ESTAB aplicado al sistema ejemplo.

## REGION DE CUNTIAS

BAJRA DE FALLA	NOMBRE	TIPO DE FALLA	T. DESPEJE (SEG)	T. MAXIMO (SEG)	GENERADOR CON ΔMAX	ΔMAX (GRADOS)	GENERADOR QUE MAS OSC.	OBSERVACION
1	GUAYAQUIL	3Ø REPOSICION	0.1	1.0	PISAYAMBO	157.57	RIOBAMBA	LIG. INESTAB
2	CUMBAYA	"	0.1	1.0	GUAYAQUIL	108.89	CUMBAYA	" "
3	SANTA ROSA	"	0.1	1.0	GUAYAQUIL	63.74	IBARUA	ESTABLE
4	GUANGOPOLO	"	0.1	1.0	GUANGOPOLO	52.11	GUANGOPOLO	"
5	IBARRA	"	0.1	1.0	PISAYAMBO	34.05	IBARRA	"
6	PISAYAMBO	"	0.1	1.0	PISAYAMBO	54.66	PISAYAMBO	"
7	AMBATO	"	0.1	1.0	PISAYAMBO	38.76	PISAYAMBO	"
8	RIOBAMBA	"	0.1	1.0	PISAYAMBO	19.76	RIOBAMBA	"
9	GUAYL. (69KV)	"	0.1	1.0	PISAYAMBO	160.94	RIOBAMBA	LI. INESTAB
10	GUAYL. 138 KV	"	0.1	1.0	PISAYAMBO	138.80	RIOBAMBA	" "
11	QUEVEDO 69 KV	"	0.1	1.0	PISAYAMBO	35.79	CUMBAYA	ESTABLE
12	QUEVEDO 138KV	"	0.1	1.0	PISAYAMBO	65.15	CUMBAYA	"
13	SANTO DOMINGO	"	0.1	1.0	PISAYAMBO	63.87	CUMBAYA	"
14	SANTA ROSA 138 KV	"	0.1	1.0	SANTA ROSA	98.11	CUMBAYA	"
15	VICENTINA 138 KV	"	0.1	1.0	SANTA ROSA	95.60	CUMBAYA	"
16	IBARUA	"	0.1	1.0	PISAYAMBO	31.15	CUMBAYA	"
17	PISAYAMBO 138KV	"	0.1	1.0	PISAYAMBO	54.74	PISAYAMBO	"
18	AMBATO	"	0.1	1.0	PISAYAMBO	37.76	PISAYAMBO	"

### 7.3. ANALISIS DE RESULTADOS

Como un ejemplo para demostrar el funcionamiento del programa ESTAB se han simulado fallas trifásicas en cada una de las barras del sistema. Todas las fallas consideradas en este análisis son fallas trifásicas en barras con reposición del sistema, se ha considerado además el mismo tiempo de despeje de falla y el mismo tiempo máximo de estudio, esto se hace de esta manera ya que el objetivo que se persigue en este capítulo es el de demostrar la validéz y la forma de uso del programa ESTAB en un sistema real y más no el de realizar un análisis profundo de la estabilidad - transiente de un sistema de potencia, para lo cual obviamente es necesario simular otros tipos de fallas, con diferentes tiempos de despeje de fallas y diferentes tiempos máximos de estudio.

Aanalizaremos los datos obtenidos en cada una de las corridas realizadas. En todos los casos considerados la falla es trifásica en barra, el tiempo de despeje de la falla es de 0.1 segundo, el tiempo máximo del estudio es de 1.0 segundo y el sistema tiene una reposición o vuelve a sus condiciones iniciales después del tiempo de despeje de falla.

#### 1. Falla Trifásica en la barra 1.

La falla es en la barra de Guayaquil, la cuál es considerada

como barra de oscilación. Del gráfico de ángulo interno de los generadores versus el tiempo podemos observar que el generador que alcanza el ángulo delta mayor es el de la barra 6 o de Pisayambo con 157.57 grados y con una tendencia a seguir creciendo, sólo consideramos hasta un tiempo de 1.0 segundos, ya que después del mismo el problema pasa a otro campo de la estabilidad, teniéndose que considerar otros factores en el problema. Del segundo gráfico obtenemos las oscilaciones relativas de cada generador en este caso el generador que más oscila es el de la barra 8 o de Riobamba, pero su oscilación se produce alrededor de un eje, por lo cual decimos que la estabilidad se conserva en este caso, a pesar del gran ángulo interno que alcanza el generador de Pisayambo.

## 2. Falla trifásica en la barra 2.-

La falla es en la barra de Cumbaya, el generador que alcanza el máximo ángulo interno es el de Guayaquil con  $108.89^\circ$ , es de observar que el generador de Santa Rosa también alcanza un valor elevado de ángulo delta. El generador que más oscila es el de Cumbaya o sea el mismo en el cual sucede la falla, pero su oscilación es amortiguada por lo cual la estabilidad de sistema se conserva. Se dice que el sistema es ligeramente inestable debido al valor del ángulo interno del generador de Guayaquil.

### 3. Falla trifásica en la barra 3.-

La falla es en la barra de Santa Rosa, el generador que alcanza el máximo ángulo interno es el de Guayaquil con  $63.74^\circ$ . El generador que presenta la máxima oscilación es el de Ibarra, la oscilación se produce alrededor de un eje con un ángulo  $\delta$  relativamente bajo por lo cual el sistema es estable en este caso.

### 4. Falla trifásica en la barra 4.-

La falla es en la barra de Guangopolo, el generador que alcanza el máximo ángulo interno es el de Guangopolo con  $52.11^\circ$  y con una tendencia a disminuir el generador con la máxima oscilación también es Guangopolo con una oscilación amortiguada - alrededor de un eje. El sistema es estable para esta falla.

### 5. Falla trifásica en la barra 5.-

La falla es en la barra de Ibarra, el generador que alcanza el máximo ángulo  $\delta$  es Pisayambo con  $34.05^\circ$  y con una ligera tendencia a crecer. El generador que presenta la máxima oscilación es el mismo de Ibarra. El sistema es totalmente estable en este caso.

#### 6. Falla trifásica en la barra 6.-

La falla es en la barra de Pisayambo, el generador con  $54.66^\circ$  con una tendencia a disminuir. El generador que presenta la máxima oscilación también es Pisayambo, su oscilación es ligera y tiende a amortiguarse por lo cual el sistema es considerado estable para esta falla.

#### 7. Falla trifásica en la barra 7.-

La falla es en la barra de Ambato, el generador con mayor ángulo delta es el de Pisayambo con  $38.76^\circ$  con una tendencia a disminuir. El generador que presenta la máxima oscilación es el de Pisayambo, es de notar en este caso que el generador de Riobamba tiene oscilaciones similares al de Pisayambo aunque ligeramente menores, en todo caso el sistema es estable.

#### 8. Falla trifásica en la barra 8.-

La falla es en la barra de Riobamba, el generador que alcanza el máximo ángulo interno es el de Pisayambo con  $19.76$  con una tendencia a disminuir. El generador con la máxima oscilación es el de Riobamba el sistema es bastante estable para esa falla.

9. Falla trifásica en la barra 9.-

La falla es en la barra de 69 KV de Guayaquil. El generador con mayor ángulo delta es Pisayambo con  $160.94^\circ$  con una tendencia a aumentar. El generador con la máxima oscilación es Riobamba. El sistema es ligeramente inestable para esta falla debido al valor del ángulo delta que alcanza los generadores, pero todas las oscilaciones tienden a amortiguarse por lo cual el sistema se considera estable.

10. Falla trifásica en la barra 10.-

La falla es en la barra de 138 KV de Guayaquil. El generador con ángulo interno máximo es Pisayambo con  $138.86^\circ$  con una tendencia a aumentar. El generador con la máxima oscilación es Riobamba. El sistema es estable ya que las oscilaciones se producen alrededor de un eje y tienden a decrecer.

11. Falla trifásica en la barra 11.-

La falla es en la barra de 69 KV de Quevedo, el generador con ángulo delta máximo es Pisayambo con  $35.79^\circ$  con tendencia a disminuir. El generador con la máxima oscilación es



Cumbaya. El sistema es totalmente estable para esta falla.

12. Falla trifásica en la barra 12.-

La falla es en la barra de 138 KV de Quevedo, el generador con mayor ángulo interno es Pisayambo con  $65.15^\circ$  con tendencia a aumentar. El generador con mayor oscilación es Cumbaya, con una oscilación amortiguada por lo cual el sistema es estable.

13. Falla trifásica en la barra 13.-

La falla es en la barra de Santo Domingo, el generador con ángulo delta máximo es Pisayambo con  $63.87^\circ$  con una tendencia a disminuir. El generador con la mayor oscilación es Cumbaya, el sistema es estable para esta falla.

14. Falla trifásica en la barra 14.-

La falla es en la barra de 138 KV de Santa Rosa, el generador con máximo ángulo interno es Santa Rosa con  $98.11^\circ$  con tendencia a crecer. El generador con mayor oscilación es Cumbaya, su oscilación es amortiguada por lo tanto el sistema es estable para esta falla.

15. Falla trifásica en la barra 15.-

La falla es en la barra de 138 KV de la Vicentina. El generador con ángulo delta mayor es Santa Rosa con  $95.60^\circ$  con tendencia a crecer. El generador con mayor oscilación es Cumbaya, con una oscilación amortiguada por lo cual el sistema es considerado estable.

16. Falla trifásica en la barra 16.-

La falla es en la barra de 138 KV de Ibarra. El generador con ángulo delta máximo es Pisayambo con  $31.15^\circ$  con tendencia a disminuir el generador que más oscila es Cumbaya, el sistema es bastante estable para esta falla.

17. Falla trifásica en la barra 17.-

La falla es en la barra 138 KV de Pisayambo, el generador con ángulo interno mayor es Pisayambo con  $54.74^\circ$  con una tendencia a disminuir, el generador con más oscilación es Pisayambo con una oscilación amortiguada. El sistema es estable para esta falla.

18. Falla trifásica en la barra 18.-

La falla es en la barra de 138 KV, de Ambato, el

generador con máximo ángulo delta es Pisayambo con  $37.76^\circ$ , con una tendencia a disminuir. El generador con la mayor oscilación es Pisayambo, su oscilación es amortiguada por lo cual el sistema es considerado estable para esta falla.

A continuación se presenta un listado de la ejecución del programa.

DATOS DEL SISTEMA

NUMERO DE BARRAS 18  
 NUMERO DE LINEAS 15  
 NUMERO DE GENERADORES 8  
 NUMERO DE TRANSFORMADORES 10  
 BARRA DE OSCILACION 1  
 BARRA DE FALLA 2  
 TIEMPO DE DESPEJE 0.100 SEG  
 TIEMPO MAXIMO 1.000 SEG  
 MAXIMO NUM. DE ITER. 500  
 FACTOR DE ACCELERACION 1.500  
 ERROR 0.000100  
 DELTAT 0.020 SEG  
 MVA BASE 100

DESCRIPCION DEL TIPO DE FALLA

EL SISTEMA TIENE UNA FALLA TRIFASICA EN LA BARRA 2  
 RECONTIENESE AL TIEMPO 0.100 SEGUNDOS

DATOS DE LINEAS

LINEA	DE	HF	LONGITUD	ADMITANCIA PARALELO	IMPEDANCIA SERIE	TAP
1	1	9		0.0000	0.0181J	1.000
2	9	10		0.0000	0.0499J	1.000
3	11	12		0.0000	0.1971J	1.000
4	2	14		0.0000	0.1729J	1.100
5	2	15		0.0000	0.1070J	1.000
6	3	14		0.0000	0.1143J	1.000
7	4	15		0.0000	0.2206J	1.000
8	5	16		0.0000	0.2902J	1.100
9	5	17		0.0000	0.1275J	1.000
10	7	16		0.0000	0.1659J	1.000
11	13	17	1.0	0.0000	0.2161J	0.2011J
12	12	13	1.0	0.0000	0.1508J	0.3799J
13	13	14	1.0	0.0000	0.1016J	0.0121
14	14	15	1.0	0.0000	0.0222J	0.0064
15	14	17	1.0	0.0000	0.0576J	0.0257
16	15	16	1.0	0.0000	0.0512J	0.0558
17	17	18	1.0	0.0000	0.0192J	0.0213
				0.0000	0.0151J	0.1672
						0.5107J

Módulo de Cálculo de C.A.

VOLTAJES ASUMIDOS

V ( 1 ) =	1.0500	0.0000J
V ( 2 ) =	1.0200	0.0000J
V ( 3 ) =	1.0000	0.0000J
V ( 4 ) =	1.0000	0.0000J
V ( 5 ) =	1.0000	0.0000J
V ( 6 ) =	1.0000	0.0000J
V ( 7 ) =	1.0000	0.0000J
V ( 8 ) =	1.0000	0.0000J
V ( 9 ) =	1.0000	0.0000J
V (10) =	1.0000	0.0000J
V (11) =	1.0000	0.0000J
V (12) =	1.0000	0.0000J
V (13) =	1.0000	0.0000J
V (14) =	1.0000	0.0000J
V (15) =	1.0000	0.0000J
V (16) =	1.0000	0.0000J
V (17) =	1.0000	0.0000J
V (18) =	1.0000	0.0000J

DEMANDA DE LAS CARGAS EN LAS BARRAS

BARRA	POT. REAL	POT. REACTIVA
1	0.0000	0.0000J
2	2.1000	1.7270J
3	0.0000	0.0000J
4	0.0000	0.0000J
5	0.3000	0.1720J
6	0.0000	0.0000J
7	0.3000	0.2410J
8	0.1970	0.1220J
9	3.3190	2.0570J
10	0.0000	0.0000J
11	0.0770	0.0410J
12	0.0000	0.0000J
13	0.0000	0.0000J
14	0.0000	0.0000J
15	0.0000	0.0000J
16	0.0000	0.0000J
17	0.0000	0.0000J
18	0.0000	0.0000J

20  
21  
22  
23  
24  
25  
26  
27  
28  
29  
30  
31  
32  
33  
34  
35  
36  
37  
38  
39  
40  
41  
42  
43  
44  
45  
46  
47  
48  
49  
50  
51  
52  
53  
54  
55  
56  
57  
58  
59  
60

FLUJO DE CARGA ANTES DEL DISTURBIO

FUNCIONAMIENTO DE ESTADO ESTABLE ITERACIONES DE VOLTAJE

LA TECNICA ITERATIVA DE GAUSS-SEIDEL CONVERGIO EN 90 ITERACIONES

BARRA	VOLTAJE	MAGNITUD	DELTA (GRADOS)
1	1.05000	0.00000J	1.0500
2	0.98229	-0.15679J	0.9747
3	1.03213	-0.01283J	1.0325
4	1.02105	-0.02753J	1.0284
5	0.99281	-0.23965J	1.0213
6	1.02547	0.11470J	1.0427
7	0.96741	-0.04273J	0.9709
8	0.96747	-0.04552J	0.9745
9	1.01741	-0.05869J	1.0145
10	1.02059	-0.06376J	1.0227
11	1.00535	-0.11055J	1.0124
12	1.02416	-0.04208J	1.0316
13	1.01744	-0.04109J	1.0232
14	0.97981	-0.07749J	1.0084
15	0.99303	-0.07151J	0.9972
16	0.94905	-0.14043J	0.9594
17	1.02132	0.02789J	1.0217
18	1.00972	0.00794J	1.0008

MODIFICACION DE RED INCLUSION DE REACTANCIAS DE CORTO-CIRCUITO DE GENERADORES

ADMITANCIA TRANSIENTE DE GENERADORES Y

Y ( 1.19) =	0.0000	-20.3000J
Y ( 2.20) =	0.0000	+3.0760J
Y ( 3.21) =	0.0000	-5.4540J
Y ( 4.22) =	0.0000	-3.4230J
Y ( 5.23) =	0.0000	-2.4510J
Y ( 6.24) =	0.0000	-3.4350J
Y ( 7.25) =	0.0000	-2.4510J
Y ( 8.26) =	0.0000	-2.4510J

CORRIENTES Y VOLTAJES TRANSIENTES EN LOS GENERADORES A T=0-

GEN	CORRIENTE TRANSIENTE	VOLTAGE TRANSIENTE
1	3.24267 -2.05447J	1.15118 0.15909J
2	0.97793 -0.95707J	1.29295 0.16101J
3	0.56040 -0.30200J	1.06705 0.87122J
4	0.28057 -0.15875J	1.07187 0.05230J
5	0.09685 -0.10911J	1.03732 -0.27022J
6	0.67692 -0.11825J	1.06913 0.30037J
7	0.69292 -0.07163J	0.97915 -0.00402J
8	0.19019 -0.13067J	1.02085 0.03200J

ANGULOS INTERNOS DE LOS GENERADORES

	MAGNITUD DE VOLTAJES	DELTA
1	1.16020	0.13786
2	1.30293	0.19387
3	1.07168	0.00365
4	1.07314	0.04375
5	1.05597	-0.14067
6	1.11052	0.27309
7	0.99916	0.00482
8	1.02137	0.03141

ANGULOS DELTA EN GRADOS

TIEMPO	DELTA 1	DELTA 2	DELTA 3	DELTA 4	DELTA 5	DELTA 6	DELTA 7	DELTA 8	DELTA 9
0.000	7.941	7.808	4.943	3.309	-10.909	15.857	-0.250	1.797	
0.020	8.072	9.936	5.322	4.838	-10.859	16.346	-0.160	1.799	
0.040	8.292	13.484	6.143	7.330	-10.765	17.154	-0.023	1.787	
0.060	8.603	18.450	7.195	10.707	-10.615	18.270	0.195	1.800	
0.080	9.007	24.838	8.502	14.858	-10.389	19.602	0.505	1.866	
0.100	9.508	32.648	10.215	19.656	-10.263	21.371	0.921	1.966	
0.120	10.095	40.893	12.135	24.946	-9.952	23.837	1.403	2.107	
0.140	10.761	49.572	14.295	30.201	-9.434	26.201	2.022	2.559	
0.160	11.523	58.101	16.595	35.348	-8.640	27.276	2.717	3.293	
0.180	12.395	67.250	19.076	40.191	-7.330	29.450	3.489	4.102	
0.200	13.309	76.970	22.324	44.393	-5.601	31.773	4.347	5.014	
0.220	14.311	87.093	25.511	48.874	-3.122	34.178	5.307	6.052	
0.240	15.769	98.174	28.893	53.799	0.178	36.661	6.499	7.391	
0.260	17.165	99.054	32.410	58.347	10.678	39.195	7.971	8.991	
0.280	18.700	66.057	35.908	63.736	15.502	41.745	9.696	11.157	
0.300	20.172	52.017	39.561	68.157	20.507	44.272	11.645	13.704	
0.320	22.179	47.171	42.971	72.781	25.528	46.743	13.825	16.756	
0.340	24.107	41.857	45.207	76.757	30.391	49.118	16.290	20.091	
0.360	24.158	36.450	47.164	80.102	34.923	51.367	19.072	23.732	
0.380	24.312	31.344	51.714	83.694	38.955	53.452	22.128	27.654	
0.400	28.567	26.932	53.880	85.103	42.382	55.403	25.199	31.810	
0.420	32.912	23.552	55.542	86.655	45.071	57.199	28.225	36.147	
0.440	35.137	21.508	56.742	88.468	46.968	58.828	31.316	40.602	
0.460	37.430	20.978	57.459	89.447	48.030	60.310	34.417	45.109	
0.480	40.363	22.110	57.711	89.439	49.275	61.726	37.523	49.776	
0.500	43.499	24.397	57.532	89.325	47.708	63.073	40.513	53.193	
0.520	45.655	28.237	58.074	88.468	45.496	64.372	43.054	56.268	
0.540	48.345	30.977	58.105	88.284	43.658	65.667	45.385	59.126	
0.560	51.073	41.581	58.010	89.965	42.365	66.990	47.264	61.996	
0.580	53.822	49.492	58.769	91.539	39.785	68.370	48.935	64.801	
0.600	56.599	57.552	58.554	93.067	37.106	69.834	50.136	67.481	
0.620	59.371	65.574	58.122	94.629	34.524	71.402	50.897	70.115	
0.640	62.161	73.354	58.512	96.312	32.228	73.092	51.424	72.724	
0.660	64.957	80.402	49.245	98.195	30.194	74.809	51.840	75.269	
0.680	67.755	86.513	49.768	100.330	28.170	76.649	52.191	77.849	
0.700	70.552	91.494	50.152	102.738	26.677	78.500	52.496	80.015	
0.720	73.344	95.218	51.086	105.199	25.003	80.439	52.735	81.571	
0.740	76.127	97.618	52.637	107.253	23.298	82.235	52.942	82.792	
0.760	78.907	98.674	54.805	108.212	22.319	83.850	53.049	83.712	
0.780	81.649	98.498	57.591	108.160	21.336	85.416	53.068	84.443	
0.800	84.376	97.014	60.191	107.306	20.226	86.943	52.998	84.869	
0.820	87.072	94.536	62.923	105.503	18.925	88.439	52.830	85.093	
0.840	89.731	91.227	65.322	103.654	17.464	89.916	52.565	85.111	
0.860	92.344	87.392	67.091	101.341	15.855	91.377	52.205	84.922	
0.880	94.904	82.249	68.117	98.530	14.003	92.819	51.748	84.543	
0.900	97.405	76.274	68.274	95.251	12.027	94.146	51.166	83.988	
0.920	99.844	70.615	67.437	91.598	9.944	95.464	50.528	83.269	
0.940	102.211	65.174	66.433	87.710	7.767	96.767	49.845	82.411	
0.960	104.512	61.657	65.300	83.792	5.501	98.059	49.118	81.442	
0.980	106.739	61.553	63.793	80.058	3.153	99.343	48.349	80.383	
1.000	108.914	62.659	61.805	76.724	0.729	101.042	47.532	79.143	





RELACION DE VELOCIDAD ACTUAL A VELOCIDAD NOMINAL

TIEMPO	OMEGA 1	OMEGA 2	OMEGA 3	OMEGA 4	OMEGA 5	OMEGA 6	OMEGA 7	OMEGA 8	OMEGA 9
0.000	1.000	1.003	1.001	1.002	1.000	1.001	1.000	1.000	1.000
0.020	1.000	1.007	1.001	1.005	1.000	1.002	1.000	1.000	1.000
0.040	1.001	1.010	1.002	1.007	1.000	1.002	1.000	1.000	1.000
0.060	1.001	1.013	1.003	1.009	1.000	1.003	1.001	1.000	1.000
0.080	1.001	1.015	1.003	1.010	1.001	1.005	1.001	1.000	1.000
0.100	1.001	1.019	1.004	1.012	1.001	1.004	1.001	1.000	1.000
0.120	1.001	1.017	1.005	1.010	1.002	1.004	1.002	1.001	1.000
0.140	1.002	1.015	1.005	1.008	1.003	1.005	1.002	1.001	1.001
0.160	1.002	1.011	1.006	1.006	1.005	1.005	1.003	1.002	1.002
0.180	1.002	1.008	1.007	1.004	1.006	1.005	1.003	1.002	1.002
0.200	1.002	1.004	1.007	1.002	1.007	1.005	1.004	1.002	1.002
0.220	1.003	1.001	1.008	1.000	1.008	1.005	1.004	1.003	1.003
0.240	1.003	0.999	1.008	0.999	1.010	1.006	1.005	1.004	1.004
0.260	1.003	0.994	1.005	0.999	1.011	1.006	1.005	1.005	1.005
0.280	1.004	0.992	1.008	0.999	1.011	1.006	1.007	1.006	1.006
0.300	1.004	0.990	1.008	0.999	1.012	1.006	1.008	1.007	1.006
0.320	1.004	0.988	1.008	0.999	1.012	1.006	1.008	1.007	1.006
0.340	1.005	0.997	1.007	1.000	1.011	1.005	1.009	1.009	1.009
0.360	1.005	0.996	1.006	1.001	1.010	1.005	1.009	1.009	1.009
0.380	1.005	0.999	1.005	1.002	1.009	1.005	1.009	1.009	1.009
0.400	1.005	0.991	1.006	1.003	1.007	1.004	1.009	1.010	1.010
0.420	1.005	0.994	1.003	1.004	1.005	1.004	1.009	1.010	1.010
0.440	1.006	0.997	1.002	1.004	1.003	1.004	1.009	1.010	1.010
0.460	1.005	1.001	1.001	1.005	1.002	1.003	1.007	1.010	1.010
0.480	1.006	1.005	1.000	1.005	1.000	1.003	1.007	1.010	1.010
0.500	1.006	1.000	0.999	1.005	0.998	1.003	1.008	1.010	1.010
0.520	1.006	1.012	0.999	1.004	0.996	1.003	1.006	1.009	1.009
0.540	1.006	1.015	0.998	1.004	0.995	1.002	1.005	1.008	1.008
0.560	1.006	1.017	0.997	1.004	0.994	1.002	1.005	1.008	1.008
0.580	1.005	1.016	0.997	1.004	0.994	1.003	1.004	1.007	1.007
0.600	1.005	1.019	0.997	1.004	0.994	1.003	1.003	1.006	1.006
0.620	1.005	1.010	0.998	1.004	0.994	1.004	1.002	1.006	1.006
0.640	1.005	1.017	0.995	1.004	0.995	1.004	1.002	1.006	1.006
0.660	1.005	1.015	0.999	1.005	0.996	1.004	1.002	1.006	1.006
0.680	1.005	1.013	1.000	1.005	0.998	1.004	1.001	1.006	1.006
0.700	1.005	1.010	1.001	1.006	1.000	1.005	1.001	1.006	1.006
0.720	1.005	1.007	1.003	1.006	1.002	1.005	1.001	1.006	1.006
0.740	1.005	1.004	1.004	1.007	1.004	1.005	1.001	1.006	1.006
0.760	1.005	1.001	1.005	1.007	1.005	1.005	1.001	1.006	1.006
0.780	1.004	0.996	1.007	1.007	1.006	1.005	1.001	1.006	1.006
0.800	1.004	0.995	1.009	1.006	1.010	1.005	1.001	1.006	1.006
0.820	1.004	0.993	1.010	1.008	1.012	1.005	1.001	1.006	1.006
0.840	1.005	0.992	1.011	1.008	1.012	1.004	1.001	1.006	1.006
0.860	1.005	0.991	1.011	1.003	1.014	1.004	1.002	1.006	1.006
0.880	1.005	0.990	1.012	1.002	1.015	1.003	1.002	1.006	1.006
0.900	1.005	0.991	1.012	1.001	1.015	1.003	1.002	1.006	1.006
0.920	1.005	0.991	1.012	1.000	1.015	1.003	1.002	1.006	1.006
0.940	1.005	0.995	1.011	1.000	1.014	1.002	1.002	1.006	1.006
0.960	1.005	0.990	1.011	1.000	1.013	1.001	1.003	1.006	1.006
0.980	1.005	1.001	1.010	1.001	1.012	1.001	1.003	1.006	1.006
1.000	1.005	1.005	1.004	1.002	1.010	1.001	1.003	1.006	1.006

Series 1 - 1000 EA

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28 29 30 31 32 33 34 35 36 37 38 39 40 41 42 43 44 45 46 47 48 49 50 51 52 53 54 55 56 57 58 59 60 61 62 63 64 65 66 67 68 69 70 71 72 73 74 75 76 77 78 79 80 81 82 83 84 85 86 87 88 89 90 91 92 93 94 95 96 97 98 99 100



## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El análisis de la estabilidad transiente de un sistema de potencia es un problema complejo y de fundamental importancia en los estudios de la Ingeniería Eléctrica de Potencia, debido fundamentalmente al crecimiento acelerado de los sistemas y a las interconexiones que crean una dependencia entre los diferentes elementos constitutivos del sistema. El análisis matemático del problema también se complica llegándose a tener sistemas de ecuaciones de elevado número de variables, lo cual hace que la solución manual del mismo sea imposible, por tal motivo el uso de la computadora digital es imprescindible en las actuales circunstancias. Por esta razón es necesario implementar programas de computadoras que realicen este tipo de análisis, usando métodos numéricos eficientes y de rápida compilación y ejecución que permitan un ahorro en el tiempo de máquina. El programa ESTAB trata de cumplir con estos objetivos.

Para resolver los sistemas de ecuaciones se usa el método iterativo de Gauss-Seidel, y para resolver las ecuaciones diferenciales que gobiernan las máquinas se usa el método de Euler modificado que es de rápida compilación y ejecución, aunque en este aspecto es bastan

te decisivo la capacidad de la computadora. Con modificaciones relativamente sencillas, el programa ESTAB podría realizar el análisis de cualquier sistema de potencia por más grande que es te fuera, teniendo en cuenta que la capacidad de memoria de la computadora permita ampliar la capacidad del programa, además - de que para un sistema muy grande el tiempo de ejecución será - bastante grande también.

Como recomendaciones podemos decir que al programa ESTAB puede dársele muchas más aplicaciones que las dadas en esta tesis. Por ejemplo se puede calcular el límite de tiempo de operación de los interruptores para mantener un sistema estable. Para obtener esto se puede variar el tiempo de falla desde un valor muy pequeño en el cual obviamente se conservará la estabilidad has ta obtener el tiempo límite para el cual la estabilidad transien te del sistema se conserva, esto puede hacerse con las diferentes alternativas de fallas y de operación de interruptores. Otra de las aplicaciones para el programa ESTAB puede ser el cálculo de variaciones máximas de cargas y de generaciones que combinadas con una variación del tiempo de despeje de la falla nos den los valores límites para un sistema estable.

APENDICES

## APENDICE A

### MANUAL PARA EL USUARIO DEL PROGRAMA ESTAB

El programa ESTAB está diseñado para ser utilizado en el sistema IBM34 de la Escuela Superior Politécnica del Litoral. En el diseño del programa se ha tratado de que la forma de entrada de datos sea lo más sencilla de tal manera que para su utilización no sea imprescindible el conocimiento a fondo del FORTRAN IV, lo que si es necesario es tener un ligero conocimiento del manejo del terminal de la computadora. En este capítulo se darán todos los pasos necesarios que se tienen que seguir para la utilización del programa ESTAB para realizar el análisis de la estabilidad transiente de un sistema de potencia, una óptima comprensión del mismo dará al usuario un mejor aprovechamiento del programa ESTAB.

### ENUMERACION DEL SISTEMA DE POTENCIA

Para la utilización del programa ESTAB se debe disponer de varios datos acerca del sistema de potencia, como son: número de barras, número de líneas, número de generadores, número de transformadores, barra de oscilación, barra en la cual ocurre la falla, tiempo de despeje de la falla, tiempo máximo del análisis, máximo número de iteraciones, factor

de aceleración, error permisible, intervalo de tiempo, MVA base del sistema, impedancia serie de las líneas, admitancia capacitiva a tierra - de las líneas, impedancias de los transformadores, potencias en barras, etc. , todos estos datos deben ser organizados de manera que facilite su introducción como datos del programa. Para esto el sistema de potencia debe ser enumerado de tal manera que haga posible la correcta ejecución del programa, para esto tenemos que seguir determinadas reglas, las cuales se explican a continuación:

1. Las barras se enumeran desde 1 hasta N, donde N es el número de barras del sistema, de tal manera que las primeras barras sean las que tienen generadores conectados a sus terminales.
2. La barra de oscilación puede ser cualquiera de las barras con generadores en sus terminales.
3. Los transformadores serán considerados como líneas de interconexión entre barras, se tomará solamente el dato de la impedancia y tap del mismo.
4. Las líneas se enumeran desde 1 hasta NL, donde NL es el número de líneas del sistema, de tal manera que las primeras líneas sean las que están constituidas por transformadores, continuando con las líneas de transmisión.



5. La línea constituida por un transformador de tap variable de  $n:1$ , se la enumera de tal manera que la barra inicial sea la que tiene el lado de relación  $n$  y la barra final sea la que tiene el lado de relación  $1$ .

#### PREPARACION DE DATOS

El formato de lectura del programa ESTAB, es el formato libre o formato(\*), esto significa que los datos van a partir de la columna 1( no necesariamente), separadas por comas(,), sin necesidad de conservar algún campo. Si en una fila no entran un grupo de datos, se pone una coma y se continúa en la fila siguiente a partir de la columna 1.

Los datos tienen que prepararse de tal forma que conserven el siguiente orden:

- a. N, NL, M, NT, SLACK, SHORT, TDES, TMAX, MAX, ALFA, EPS, DELTAT, MVAB.

Donde:

N	Número de barras del sistema.
NL	Número de líneas del sistema.
M	Número de generadores.
NT	Número de transformadores.
SLACK	Barra de oscilación.

SHORT	Barra en la cual ocurre la falla.
TDES	Tiempo de despeje de falla en segundos.
TMAX	Tiempo máximo del análisis en segundos.
MAX	Máximo número de iteraciones permitidas.
ALFA	Factor de aceleración.
EPS	Error permisible.
DELTAT	Intervalo de tiempo en segundos.
MVAB	Base del sistema.

- b. El siguiente dato en ser elido es KLE, donde KLE es un valor clave - que puede tener los valores de 1, 2 o 3 dependiendo del tipo de dis turbio que deseamos someter al sistema.

Si KLE = 1, indica que el sistema tiene una falla trifásica en una - barra, operando los interruptores después de un tiempo reponiéndose el sistema.

Si KLE = 2, indica que el sistema tiene una falla trifásica en una línea, operando los interruptores sacando la línea de falla.

Si KLE = 3, indica que un generador del sistema se dispara, mantenién dose en ese estado durante t segundos, luego de lo cual es reconectaa do al sistema.

- c. Si KLE tiene el valor de 2, entonces el siguiente dato en ser leído es LF, donde LF es la línea de falla, o línea despejada con operación de interruptores. Si KLE tiene los valores de 1 o 3 omitimos este dato pasando directamente a d.
- d. A continuación entran los datos de las líneas constituidas por transformadores en el siguiente orden:

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

Donde:

LINEA (I)	Número de la línea.
BI(I)	Barra inicial de la línea I.
BF(I)	Barra final de la línea I.
ZSERR(I)	Parte real de la impedancia del transformador de la línea I en por unidad.
ZSERI(I)	Parte imaginaria de la impedancia del transformador de la línea I en por unidad.
TAP(I)	Tap del transformador de la línea I.

En el caso de que el sistema de potencia no contenga transformadores, se omite el paso d y pasamos al paso e.

- e. Datos de las líneas no constituidas por transformadores en el siguiente orden:

LINEA(I), BI(I), BF(I), LONG(I), YSHTR(I), YSHTI(I), ZSERR(I), ZSERI(I).

Donde:

LINEA (I)	Número de la línea.
BI(I)	Barra inicial de la línea I.
BF(I)	Barra final de la línea I.
LONG (I)	Longitud de la línea I
YSHTR(I)	Parte real de la admitancia capacitiva a tierra (Y') de la línea I es por unidad y por unidad de longitud.
YSHTI(I)	Parte imaginaria de la admitancia capacitiva a tierra (Y') de la línea I en por unidad y por unidad de longitud.
ZSERR(I)	Parte real de la impedancia en serie de la línea I - en por unidad y por unidad de longitud.
ZSERI(I)	Parte imaginaria de la impedancia en serie de la línea I en por unidad y por unidad de longitud.

- f. Datos de voltaje asumidos en cada barra

ER(I), EI(I), I = 1,N

Donde:

ER(I)            Parte real del voltaje de la barra I

EI(I)            Parte imaginaria del voltaje de la barra I

En una misma fila se colocan las partes real e imaginaria de los voltajes asumidos en cada barra, desde la barra 1 hasta la barra N.

g. Datos de las cargas en las barras.

LOADR(I), LOADI(I), I = 1,N.

Donde:

LOADR(I)        Parte real de la carga de la barra I.

LOADI(I)        Parte imaginaria de la carga de la barra I.

En una misma fila se colocan los valores de la parte real e imaginaria de las cargas en cada barra, desde la barra 1 hasta la barra N.

h. Datos de las potencias generadas en cada barra.

EXIPWR(I), EXIPWI(I), I = 1,N

Donde:

EXIPWR(I) Parte real de la potencia generada en la barra I.

EXIPWI(I) Parte imaginaria de la potencia generada en la barra I.

En una misma fila se colocan los datos de la parte real e imaginaria de las potencias generadas en cada barra, desde la barra 1 hasta la barra N.

i. Datos de las constantes de inercia de los generadores.

$H(I)$ ,  $I = NN, NM$ .

Donde:

$NN = N + 1$

$NM = N + M$

$H(I)$  Constante de inercia del generador de la barra I.

En una misma fila se colocan los datos de las constantes de inercia de los generadores.

j. Datos de las admitancias transientes de los generadores.

$YR(I,K)$ ,  $YI(I,K)$ ,  $I = 1, M$

Donde:

YR(I,K)           Parte real de la admitancia transiente del generador de la barra I.

YI(I,K)           Parte imaginaria de la admitancia transiente del generador de la barra I.

En una misma fila se colocan los datos de la parte real e imaginaria de las admitancias transientes de los generadores.

#### ENTRADA AL PROGRAMA

Para grabar los datos y ejecutar el programa ESTAB tenemos que seguir los siguientes pasos en el terminal del sistema 34.

##### 1. Digitar los datos de entrada al terminal

```

USER ID                   E75159
PASSWORD                 JTB1
LIBRARY (OPTIONAL)
LIBRARY                   E75159

```

Para saltar de una fila a la otra presione la tecla FIELD EXIT, Cuando se digita todo el cuadro presione la tecla ENTER.

2. Definir un nombre para los datos. Digitar lo siguiente:

```
SEU XXXXXX, P,,, E75159
```

Donde:

XXXXXX es el nombre con el cual van a estar identificados los datos (cualquier palabra de seis caracteres).

E75159 es la librería donde está el programa ESTAB.

Presione la tecla ENTER.

3. Digitar desde la columna 1.

```
// LOAD ESTAB
```

```
// RUN
```

Donde:

ESTAB es el nombre del programa que van a utilizar estos datos.

4. Digitar los datos en el orden especificado, en el apartado anterior.
5. Cuando termine de digitar los datos presione COMANDO 7 y seleccione



la opción 1 si se desea grabar estos datos, o la opción 2 si a más de grabar los datos desea un listado de los mismos. Presione la tecla ENTER por 2 ocasiones.

6. Procedemos ahora a la ejecución del programa con este grupo de datos, para lo cual tenemos que digitar.

FORTPH

Esto significa que vamos a usar el lenguaje FORTRAN IV. Presione la tecla ENTER.

7. Aparece en el display lo siguiente:

1. COMPILE UN PROGRAMA FORTRAN
  2. EJECUTE UN PROGRAMA FORTRAN
  3. CREA O MODIFICA UN PROGRAMA FORTRAN
  4. LISTA UN PROGRAMA FORTRAN
- DIGITE LA OPCION DESEADA

Para ejecutar un programa fortran digitar la opción 2. Presione la tecla ENTER.

8. Aparece en el display el siguiente cuadro, el cual tiene que ser completado.

PROGRAMA A EJECUTAR

ESTAB

NOMBRE DE LA LIBRERIA

E75159

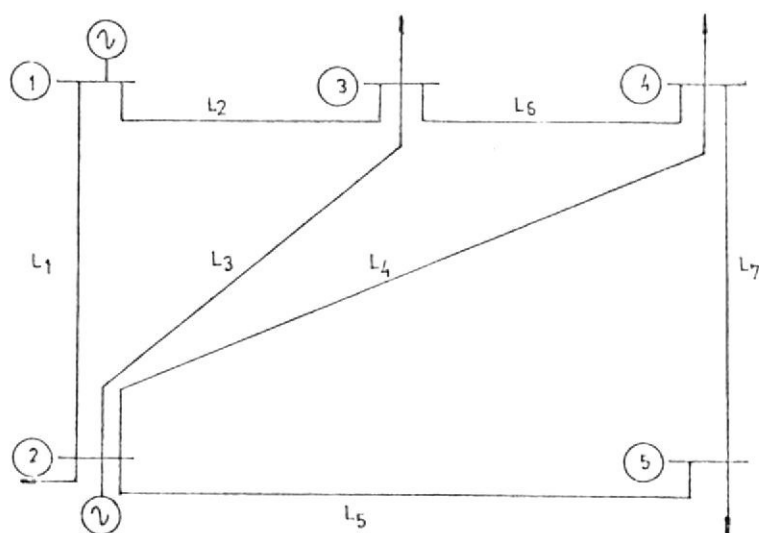
PROCEDIMIENTO

XXXXXX

El procedimiento es el nombre con el cual se define a los datos con los cuales se desea ejecutar el programa ESTAB. Presione la tecla - ENTER.

### EJEMPLO

Como ejemplo de la forma de preparar los datos y entrar al programa para analizar la estabilidad transiente de un sistema de potencia, tomaremos el siguiente sistema.



BARRA	VOLTAJES ASUMIDOS	POT.GENERADA	CARGAS
1	$1.06 + j0.0$	$0.0 + j0.0$	$0.0 + j0.0$
2	$1.0 + j0.0$	$0.4 + j0.3$	$0.2 + j0.1$
3	$1.0 + j0.0$	$0.0 + j0.0$	$0.45 + j0.15$
4	$1.0 + j0.0$	$0.0 + j0.0$	$0.4 + j0.05$
5	$1.0 + j0.0$	$0.0 + j0.0$	$0.6 + j0.1$

LINEA	IMPEDANCIA	CARGA DE LA LINEA
1	$0.02 + j0.06$	$0.0 + j0.06$
2	$0.08 + j0.24$	$0.0 + j0.05$
3	$0.06 + j0.18$	$0.0 + j0.04$
4	$0.06 + j0.18$	$0.0 + j0.04$
5	$0.04 + j0.12$	$0.0 + j0.03$
6	$0.01 + j0.03$	$0.0 + j0.02$
7	$0.08 + j0.24$	$0.0 + j0.05$

GENERADOR EN BARRA	CONSTANTE DE INERCIA	REACTANCIA TRAN. DE EJE DIRECTO	ADMITANCIA EQUIVALENTE
1	50.0	0.25	$0.0 - j4.0$
2	1.0	1.50	$0.0 - j0.6667$

$MVA_{base} = 100 \text{ MVA}$

Se determinará el efecto en la estabilidad transiente para una falla trifásica en la barra 2 con una duración de 0.1 seg., luego de lo cual el sistema se repone.

Entrada de Datos.

SEU YBUS , P,,, E75159

// LOAD ESTAB

// RUN

5, 7, 2, 0, 1, 2, 0.1, 0.9, 100, 1.5, 0.00001, 0.02, 100

1

1, 1, 2, 1, 0, 0.0, 0.06, 0.02, 0.06

2, 1, 3, 1.0, 0.0, 0.05, 0.08, 0.24

3, 2, 3, 1.0, 0.0, 0.04, 0.06, 0.18

4, 2, 4, 1.0, 0.0, 0.04, 0.06, 0.18

5, 2, 5, 1.0, 0.0, 0.03, 0.04, 0.12

6, 3, 4, 1.0, 0.0, 0.02, 0.01, 0.03

7, 4, 5, 1.0, 0.0, 0.05, 0.08, 0.24

1.06, 0.0, 1.0, 0.0, 1.0, 0.0, 1.0, 0.0, 1.0, 0.0

0.0, 0.0, 0.2, 0.1, 0.45, 0.15, 0.4, 0.6, 0.1

0.0, 0.0, 0.4, 0.3, 0.0, 0.0, 0.0, 0.0, 0.0, 0.0

50.0, 1.0

0.0, -4.0

0.0, -0.6667

Para ejecutar el programa seleccionar la opción 2 y digitar los siguientes datos.

PROGRAMA A EJECUTAR	ESTAB
LIBRERIA	E75159
PROCEDIMIENTO	YBUS

APENDICE B  
LISTADO DEL PROGRAMA ESTAB .-

E75159 MEMBER DATE 81/12/16 TIME 08.04

TYPE	NAME	DISK ADDR	TOTAL	NUM TEXT/RECORD	ATTRIBUTES	LINK
S	ESTAB	2485007930054	607003C	96760	00000000	
??	IOM SYSTEM/34 FORTRAN IV RELEASE 07				81/10/16	22:17
??	001 TOTAL ERRORS FOR THIS COMPILATION					
??	4 WAS THE HIGHEST SEVERITY					
??						
??	58990 DECIMAL IS THE MAIN STORAGE SIZE OF THE LOAD MEMBER					
//	READ DEVICE=SYSIN					
*PROCESS	LINK(R,LIB(E75159)),SUBLIN(E75159),MAP					
C	PROGRAMA PARA REALIZAR EL ANALISIS DE LA ESTABILIDAD					
C	TRANSIENTE DE UN SISTEMA DE POTENCIA					
	PROGRAM ESTAB					
	INTEGER SLACK,S,SHORT,RI,RF,G,BEL					
	REAL KPWR,KPARI,KLPR,KLPI,LOADR,LOADI,ITRNSR,ITRNSI,IITRSR,					
	IITRSI, LONG					
	COMMON YP(26,26),YI(26,26),IR(19),II(19),YLPOR(26,26),YLPDI(26,26)					
	COMMON YCR(18,18),YCI(18,18),LOADR(18),LOADI(18),EXIPAR(18)					
	COMMON EXIPAI(18),ETRNSR(8),ETRNSI(8),PMECAN(8),H(8)					
	COMMON OMEGA(8),DELTA(8),TOMEGA(8),DTOMEG(8),TDELTA(8)					
	COMMON EEEA(8),LINEA(18),BI(18),BF(18),LONG(18),YSHT(18)					
	COMMON YSHTI(18),ZSERR(18),ZSERI(18),DELTAG(8,101)					
	COMMON SLACK,EPS,N,MAX,N					
	COMMON SIENT,NL,NLNT,F,RI,DELTAT,NL,G,ALFA					
	COMMON ITRNSR(18),ITRNSI(18),KPWR(18),KPARI(18)					
	COMMON PPARR(18),PPARI(18),ZTRNSR(18,36),ZTRNSI(18,36)					
	COMMON PWR(26,18),PWI(26,18),DFOLTA(8)					
	COMMON YOR(18),YDI(18),LF,TAP(10),NT,MVAB					
	COMMON OMEGAG(8,101)					
	DIMENSION LINE(101),LL(11),JL(8)					
	WRITE(3,210)					
210	FORMAT(25X,'-----')					
	1-----'//)					
	WRITE(3,22)					
22	FORMAT(25X,'CALCULOS DE ESTABILIDAD TRANS					
	1IENTE'//)					
	WRITE(3,210)					
	WRITE(3,23)					
	WRITE(3,243)					
243	FORMAT(10X,'DATOS DEL SISTEMA'/10X,'-----')					
	1-----'///)					
C	LEA NUMERO DE BARRAS, NUMERO DE LINEAS, NUMERO DE GENERADORES,					
C	NUMERO DE TRANSFORMADORES, BARRA DE OSCILACION, BARRA DE FALLA,					
C	TIEMPO DE DESPEJE DE LA FALLA, TIEMPO MAXIMO DEL ANALISIS,					
C	MAXIMO NUMERO DE ITERACIONES, FACTOR DE ACELERACION, ERROR,					
C	INTERVALO DE TIEMPO, MVA BASE DEL SISTEMA					
	READ(4,*)N,NL,M,NT,SLACK,SHORT,TDLS,TMAX,MAX,ALFA,EPS,DELTAT,MVAB					
	WRITE(3,20)N,NL,M,NT,SLACK,SHORT,TDLS,TMAX,MAX,ALFA,EPS,DELTAT,					
	1MVAB					
20	FORMAT(10X,'NUMERO DE BARRAS',15X,I4//10X,'NUMERO DE LINEAS',					
	110X,I3//10X,'NUMERO DE GENERADORES',11X,I3//10X,'NUMERO DE TRANSF					
	2ORMADORES',6X,I2//10X,'BARRA DE OSCILACION',13X,I3//10X,					

REPRODUCCION POR OFFSETEC SA

12  
11  
10  
9  
8  
7  
6  
5  
4  
3

```

3 BARRA DE FALLA', 19X, 13//10X, 'TIEMPO DE DESPEJE', 13X, F5.3, 1X, 'SEG'
4//10X, 'TIEMPO MAXIMO', 15X, F7.3, 1X, 'SEG'//10X, 'MAXIMO NUM. DE ITER.
5', 11X, 14//10X, 'FACTOR DE ACELERACION', 9X, F5.3//10X, 'ERROR', 22X,
6F8.6//10X, 'DELTA', 24X, F5.3, 1X, 'SEG'//10X, 'NVA BASE', 24X, 13)
C   LEA VALOR DE KLE
C   SI KLE=1, INDICA QUE EL SISTEMA TIENE UNA FALLA TRIFASICA
C   EN UNA BARRA, DESPUES DE UN TIEMPO OPERAN LOS INTERRUPTORES
C   RECONIENDO EL SISTEMA
C   SI KLE=2, INDICA QUE EL SISTEMA TIENE UNA FALLA TRIFASICA EN
C   UNA BARRA, OPERAN LOS INTERRUPTORES SACANDO UNA LINEA
C   SI KLE=3, UN GENERADOR DEL SISTEMA SE DISPARA, MANTENIENDOSE EN
C   ESE ESTADO DURANTE UN PERIODO DE T SEGUNDOS, LUEGO DE LO CUAL,
C   SE RECONECTA AL SISTEMA
WRITE(3,23)
WRITE(3,213)
213  FORMAT(10X, 'DESCRIPCION DEL TIPO DE FALLA'//)
READ(4,*)KLE
GO TO(85,86,230),KLE
85  WRITE(3,87)SHORT, TDES
87  FORMAT(10X, 'EL SISTEMA TIENE UNA FALLA TRIFASICA EN LA BARRA',
113//10X, 'REPORIENDOSE AL TIEMPO', F8.3, 1X, 'SEGUNDOS'//)
GO TO 93
C   LEA LINEA DESPEJADA CON OPERACION DE INTERRUPTORES
85  READ(4,*)LF
WRITE(3,98)SHORT, TDES, LF
98  FORMAT(10X, 'EL SISTEMA TIENE UNA FALLA TRIFASICA EN LA BARRA',
113//10X, 'OPERANDO LOS INTERRUPTORES AL TIEMPO DE', F8.3,
21X, 'SEGUNDOS'//10X, 'CAUSANDO LA SALIDA DE LA LINEA', 13//)
GO TO 93
230  BFL=SHORT
WRITE(3,231)BFL, TDES
231  FORMAT(10X, 'EL GENERADOR DE LA BARRA', 13, 1X, 'SE DISPARA Y PERMANEC
1E DESCONECTADO'//10X, 'DE LA RED POR UN PERIODO DE', F5.3, 1X,
2'SEGUNDOS, LUEGO DE LO CUAL ES'//10X, 'RECONECTADO A LA RED'//)
93  WRITE(3,23)
23  FORMAT(//)
K=NT+1
IF(NT.EQ.0)GO TO 221
DO 222 I=1,NT
C   LEA NUMERO LINEA CONSTITUIDA POR UN TRANSFORMADOR, BARRA INICIAL,
C   BARRA FINAL, IMPEDANCIA DEL TRANSFORMADOR, TAP DEL TRANSFORMADOR
222  READ(4,*)LINEA(I), BI(1), BF(1), ZSERP(1), ZSERI(1), TAP(1)
221  DO 2 I=K,NL
C   LEA NUMERO DE LINEA, BARRA INICIAL, BARRA FINAL,
C   LONGITUD, ADMITANCIA PARALELO, IMPEDANCIA SERIE
2   READ(4,*)LINEA(I), BI(1), BF(1), LONG(I), YSHTR(1), YSHTI(1),
1ZSERP(1), ZSERI(1)
C   *****
CALL YBUS
C   *****
WRITE(3,23)
WRITE(3,28)
28  FORMAT(18X, 'VULIAJES ASUMIDOS')
C   LLA VULIAJES ASUMIDOS EN BARRAS
READ(4,*)(ER(I), EI(1), I=1,N)

```

```

27 WRITE(3,27) (I,LR(I),EI(I),I=1,N)
   FORMAT(10X,'V (',12,') =',5X,F9.4,5X,F9.4,'J')
   WRITE(3,23)
   WRITE(3,31)
31 FORMAT(14X,'DEMANDA DE LAS CARGAS EN LAS BARRAS'//10X,
C 1'BARRA',3X,'POT. REAL',3X,'POT. REACTIVA')
   LEA CARGAS EN BARRAS
   READ(4,*) (LOADR(I),LOADI(I),I=1,N)
   WRITE(3,152) (I,LOADR(I),LOADI(I),I=1,N)
152 FORMAT(12X,12,4X,F9.4,5X,F9.4,'J')
   WRITE(3,23)
   WRITE(3,32)
32 FORMAT(14X,'POTENCIA GENERADA EXISTENTE'//10X,
C 1'BARRA',3X,'POT. REAL',3X,'POT. REACTIVA')
   LEA POTENCIAS DE GENERACION EN BARRAS
   READ(4,*) (EXIPWR(I),EXIPWI(I),I=1,N)
   WRITE(3,153) (I,EXIPWR(I),EXIPWI(I),I=1,N)
153 FORMAT(12X,12,4X,F9.4,5X,F9.4,'J')
   WRITE(3,23)
   WRITE(3,34)
C 34 CALCULE LOS VALORES DE POTENCIA NETA EN BARRAS
   FORMAT(15X,'POTENCIA NETA EN BARRAS'//10X,
   1'BARRA',3X,'POT. REAL',3X,'POT. REACTIVA')
   DO 35 I=1,N
   KPWR(I)=EXIPWR(I)-LOADR(I)
   KPWI(I)=EXIPWI(I)-LOADI(I)
35 WRITE(3,154) (I,KPWR(I),KPWI(I),I=1,N)
154 FORMAT(12X,12,4X,F9.4,5X,F9.4,'J')
   WRITE(3,23)
   WRITE(3,155)
155 FORMAT(10X,'CONSTANTES DE INERCIA DE LOS GENERADORES'//)
   NN=N+1
   NM=N+M
C 1 LEA CONSTANTES DE INERCIA DE LOS GENERADORES
   READ(4,*) (H(I),I=1,N)
   WRITE(3,156) (I,h(I),I=1,N)
156 FORMAT(10X,'H (',12,') =',3X,F9.4)
   WRITE(3,23)
   WRITE(3,211)
211 FORMAT(10X,'*****'//)
   WRITE(3,33)
33 FORMAT(10X,'FLUJO DE CARGA ANTES DEL DISTURBIO'//)
   WRITE(3,211)
C *****
   CALL LDFLUX
C *****
   WRITE(3,23)
C 2 NUEVOS DATOS DE REACTANCIA DE CORTO CIRCUITO DE GENERADORES
   WRITE(3,41)
41 FORMAT(10X,'MODIFICACION DE RED INCLUSION DE REACTANCIAS DE CORTO
15 CIRCUITO DE GENERADORES')
   WRITE(3,23)
   WRITE(3,42)
42 FORMAT(10X,'ADMITANCIA TRANSIENTE DE GENERADORES Y '//)
   DO 241 I=1,N

```



```

DO 241 J=NN,NM
YR(1,J)=0.0
241 YI(1,J)=0.0
K=NN
DO 157 I=1,M
READ(4,*)YR(1,K),YI(1,K)
WRITE(3,49)I,K,YR(1,K),YI(1,K)
K=K+1
157 CONTINUE
49 FORMAT(10X,'Y (' ,I2,' ,',I2,' ) =',5X,F9.4,5X,F9.4,' J')
DO 69 I=1,N
DENYO=ER(1)**2+EI(1)**2
YOR(I)=LOADR(I)/DENYO
69 YOI(I)=-LOADI(I)/DENYO
C CALCULO NUEVOS PARAMETROS DE LINEA YLPO
C *****
C CALL LINEPA
C *****
WRITE(3,23)
WRITE(3,61)
61 FORMAT(10X,'CORRIENTES Y VOLTAJES TRANSIENTES EN LOS GENERADORES
1A T=0-' /)
WRITE(3,62)
62 FORMAT(10X,'GM',6X,'CORRIENTE TRANSIENTE',6X,
1'VOLTAJE TRANSIENTE' /)
DO 64 I=1,M
K=I+N
EXIPWR(I)=PPWRP(I)/XVAR+LOADR(I)
EXIPWI(I)=PPWRI(I)/XVAR+LOADI(I)
DENIT=ER(1)**2+EI(1)**2
ITRNSR(I)=(EXIPWR(I)*ER(1)+EXIPWI(I)*EI(1))/DENIT
ITRNSI(I)=(EXIPWR(I)*EI(1)-EXIPWI(I)*ER(1))/DENIT
DENZT=YR(1,K)**2+YI(1,K)**2
ZTRNSR(1,I)=YR(1,K)/DENZT
ZTRNSI(1,I)=-YI(1,K)/DENZT
ETRNSR(I)=ER(1)+ZTRNSR(1,I)*ITRNSR(I)-ZTRNSI(1,I)*ITRNSI(I)
ETRNSI(I)=EI(1)+ZTRNSR(1,I)*ITRNSI(I)+ZTRNSI(1,I)*ITRNSR(I)
WRITE(3,153)I,ITRNSR(I),ITRNSI(I),ETRNSR(I),ETRNSI(I)
153 FORMAT(10X,12,8X,F9.5,F9.5,' J',6X,F9.5,F9.5,' J')
64 CONTINUE
WRITE(3,23)
WRITE(3,60)
60 FORMAT(15X,'ANGULOS INTERNOS DE LOS GENERADORES'//17X,'MAGNITUD DE
1 VOLTAJES',17X,'DELTA' /)
DO 58 K=1,M
EEEA(K)=SQRT(ETRNSR(K)**2+ETRNSI(K)**2)
DELTA(K)=ATAN(ETRNSI(K)/ETRNSR(K))
WRITE(3,67)K,EEEA(K),DELTA(K)
67 FORMAT(10X,12,7X,F9.5,23X,F9.5)
68 CONTINUE
WRITE(3,23)
C *****
C CUNDICIONES DE FALLA: FALLA TRIFASICA A TIERRA

```

```

C *****
C F=60.0
C PI=3.141592
C DO 100 K=1,M
C OMEGA(K)=2.0*PI*F
100 CONTINUE
C T=0.0
C G=1
C
C
C JJ=0,1,2 CONTADOR DE ITERACIONES PARA LAS ECUACIONES DE OSCILACION
C
C
C GO TO(232,233,233),KLI
233 I=DFL+N
C YIIR=YR(DFL,I)
C YIII=YI(DFL,I)
C YR(DFL,I)=0.0
C YI(DFL,I)=0.0
C CALCULE LOS PARAMETROS YLPQ, UNA VEZ DESCONECTADO
C EL GENERADOR DE FALLA
C CALL LINEPA
C SHORT=IM+1
232 ZZ=IDES+DELTAT
C GO TO 92
77 IF(T.LT.IDES)GO TO 92
C IF(T.GT.77)GO TO 234
C GO TO(234,235,236),KLE
C FORME MATRIZ ADMITANCIA DE BARRA, DESPUES DE DESPEJADA
C LA LINEA DE FALLA
235 L=BI(LF)
C MM=BF(LF)
C YR(L,L)=YR(L,L)-ZSERR(LF)-YCR(L,MM)
C YI(L,L)=YI(L,L)-ZSERI(LF)-YCI(L,MM)
C YR(MM,MM)=YR(MM,MM)-ZSERP(LF)-YCR(MM,L)
C YI(MM,MM)=YI(MM,MM)-ZSERI(LF)-YCI(MM,L)
C YR(L,MM)=YR(L,MM)+ZSERR(LF)
C YI(L,MM)=YI(L,MM)+ZSERI(LF)
C YR(MM,L)=YR(MM,L)+ZSERP(LF)
C YI(MM,L)=YI(MM,L)+ZSERI(LF)
C WRITE(3,90)
90 FORMAT(//10X,'MATRIZ ADMITANCIA DE BARRA DESPUES DE DESPEJADA LA L
7 LINEA DE FALLA'//)
8 DO 91 I=1,N
9 DO 91 J=1,N
0 91 WRITE(3,240)I,J,YR(I,J),YI(I,J)
1 240 FORMAT(10X,'Y (',I2,',',I2,') =',10X,F9.4,2X,F9.4,'J')
2 C CALCULE LOS PARAMETROS YLPQ, DESPUES DE DESPEJADA
3 C LA LINEA DE FALLA
4 CALL LINEPA
5 GO TO 234
6 236 I=DFL+N
7 YR(DFL,I)=YIIR
8 YI(DFL,I)=YIII
9 C CALCULE LOS PARAMETROS YLPQ, UNA VEZ RECONECTADO EL

```

```

C      GENERADOR FALLADO
      CALL LINFPA
234   SHORT=NN
92    JJ=0
CC    WRITE(3,70)T
CC    FORMAT(////5X,'*****'////53X,'T=',F5.3////55X,'*****')
CC    WRITE(3,23)
C     *****
160   CALL VTRANS
C     *****
CC    WRITE(3,23)
C     *****
      CALL TRANST
C     *****
C     *****
      CALL POWERS
C     *****
      IF(JJ.NE.0)GO TO 555
C
C
C     AJUSTE DE VALORES INICIALES PARA LAS ECUACIONES DIFERENCIALES
C
C     DU 101 K=1,M
      TDELTA(K)=DELTA(K)
      TOMEGA(K)=OMEGA(K)
101   CONTINUE
C     *****
      CALL DFRTL1
C     *****
C
C
      JJ=1
      GO TO 160
555   IF(JJ.NE.1)GO TO 777
C
C
C     *****
      CALL DFRTL2
C     *****
C
C
C
      JJ=2
      GO TO 160
777   T=T+DELTA*T
      G=G+1
      IF(1.LT.TMAX)GO TO 77
      NF=TMAX/DELTA*T+1.5
C     ESCRIBA ANGULOS DE VOLTAJE TRAS LA REACTANCIA TRANSIENTE
      WRITE(3,212)
212   FORMAT('I',9X,'-----'/)
      WRITE(3,76)
78    FORMAT(10X,'ANGULOS DELTA EN GRADOS'/)
      WRITE(3,220)

```

```

220  FORMAT(10X,'-----'//)
      WRITE(3,201)(I,I=1,M)
201  FORMAT(7X,'TIEMPO',5X,'DELTA',9(13,5X,'DELTA'))
      T=0.0
      DO 79 J=1,NF
      WRITE(3,80)T,(DELTAG(I,J),I=1,M)
80   FORMAT(11F13.3)
      T=T+DELTAT
79   CONTINUE
C     GRAFIQUE ANGULOS DELTA DE LOS VOLTAJES TRAS LA REACTANCIA
C     TRANSIENTE DE GENERADORES
      WRITE(3,214)
214  FORMAT('1', '-----'//)
      WRITE(3,215)TDES
215  FORMAT(15X,'GRAFICO DE ANGULO INTERNO DE LOS GENERADORES CON RESPE
      ICTO'/15X,'AL TIEMPO, PARA UNA FALLA DE',F5.3,1X,'SEGUNDOS DE DURAC
      ION'//)
      WRITE(3,216)
216  FORMAT('1', '-----'//)
C     *****
C     CALL GRAFI(M,NF,999)
C     *****
C     ESCRIBA VALORES DE LA RELACION ENTRE LA VELOCIDAD ACTUAL Y
C     LA VELOCIDAD NOMINAL
      WRITE(3,218)
218  FORMAT('1',9X,'-----'//)
      WRITE(3,202)
202  FORMAT(10X,'RELACION DE VELOCIDAD ACTUAL A VELOCIDAD NOMINAL'//)
      WRITE(3,219)
219  FORMAT(9X,'-----'//)
      WRITE(3,203)(I,I=1,M)
203  FORMAT(7X,'TIEMPO',5X,'OMEGA',9(13,5X,'OMEGA'))
      DO 205 J=1,NF
      DO 205 I=1,M
205  DELTAG(I,J)=OMEGAG(I,J)
      T=0.0
      DO 206 J=1,NF
      WRITE(3,80)T,(DELTAG(I,J),I=1,M)
      T=T+DELTAT
206  CONTINUE
C     GRAFIQUE RELACION ENTRE LA VELOCIDAD ACTUAL Y LA VELOCIDAD
C     NOMINAL
      WRITE(3,214)
      WRITE(3,217)TDES
217  FORMAT(15X,'GRAFICO DE RELACION DE VELOCIDAD ACTUAL A VELOCIDAD NO
      MINAL DE LOS GENERADORES'/15X,'CON RESPECTO AL TIEMPO PARA UNA FAL
      ZLA DE',F5.3,1X,'SEGUNDOS DE DURACION'//)
      WRITE(3,216)
C     *****
C     CALL GRAFI(M,NF,999)
C     *****
      STOP
      END

```

## ? VARIABLE ALLOCATION MAP

? NAME	AT	HEX1	DEC1	HEX2	DEC2	NAME	AT	HEX1	DEC1	HEX2	DEC2
? YR	RC	0000	00000	0A9F	02703	YI	RC	0A90	02704	151F	05407
? ER	RC	1520	05408	1569	05483	EI	RC	156C	05484	1587	05559
? YLPR	RCU1508	05560	2047	08263		YLPTI	RCU2048	08264	2A07	10967	
? YCR	RCU2A08	10968	2FE7	12263		YCI	RCU2FE8	12264	34F7	13559	
? LQDR	RC	34F8	13560	353F	13631	LOADI	RC	3540	13632	3587	13703
? EXIPAR	RC	3538	13704	35CF	13775	EXIPWI	RC	35D0	13776	3617	13847
? ETRNSR	RC	3618	13848	3637	13679	ETRNSI	RC	3638	13880	3657	13911
? PDELTA	RCU3653	13912	3677	13943		H	RC	3678	13944	3697	13975
? DELGA	RC	3698	13976	3697	14007	DELTA	RC	3698	14008	36D7	14039
? DMEGA	RC	36D8	14040	36F7	14071	DTOMEG	RCU36F8	14072	3717	14103	
? TDELTA	RC	3718	14104	3737	14135	EEEA	RC	3738	14136	3757	14167
? LINEA	IC	3758	14168	37DF	14239	BI	IC	37A0	14240	37E7	14311
? BF	IC	37E8	14312	382F	14383	LUNG	RC	3830	14384	3877	14455
? YSHTR	RC	3878	14456	388F	14527	YSHTI	RC	38C0	14528	3907	14599
? ZSERR	RC	3908	14600	394F	14671	ZSERI	RC	3950	14672	3997	14743
? DELTAG	RC	3998	14744	4037	17975	SLACK	IC	4038	17976		
? EPS	RC	403C	17980			N	IC	4640	17984		
? MAX	IC	4644	17988			M	IC	4648	17992		
? SHORT	IC	464C	17996			NN	IC	4650	18000		
? NMA	IC	4654	18004			T	RC	4658	18008		
? F	RC	465C	18012			PI	RC	4660	18016		
? DELTAT	RC	4664	18020			NL	IC	4668	18024		
? G	IC	466C	18028			ALFA	RC	4670	18032		
? ITRNSR	RC	4674	18036	468F	18107	ITRNSI	RC	468C	18108	4793	18179
? KPWR	RC	4794	18180	474B	18251	KPWRI	RC	474C	18252	4793	18323
? PPWR	RCU4794	18324	47DB	18395		PPWRI	RCU479C	18396	4823	18467	
? ZTRNSR	RC	4824	18468	5243	21059	ZTRNSI	RC	5244	21060	5C53	23651
? PWR	RCU5C54	23652	6333	25523		PWRI	RCU63B4	25524	6803	27395	
? DFDELTA	RCU63B4	27396	6823	27427		YUR	RC	6824	27428	686B	27499
? YDI	RC	686C	27500	6893	27571	LF	IC	6894	27572		
? TAP	RC	6898	27576	68DF	27615	NT	IC	68E0	27616		
? MVAB	IC	68E4	27620			OMEGAG	RCU68E8	27624	7987	30855	
? S	I	U01AD	00429			BFL	I	01B1	00433		
? KLPR	R	U01B5	00437			KLPI	R	U01B9	00441		
? IITRSR	R	U01B0	00445			IITRSI	R	U01C1	00449		
? LINE	I	U01C5	00453	0358	00856	LL	I	U0359	00857	0384	00900
? JL	I	U0385	00901	03A4	00932	TDES	R	03A5	00933		
? TMAX	R	03A9	00937			KLE	I	03AD	00941		
? K	I	03B1	00945			I	I	03B5	00949		
? J	I	03B9	00953			DENYD	R	03B0	00957		
? DENIT	R	03C1	00961			DENZT	R	03C5	00965		
? YIIR	R	03C9	00969			YIII	R	03C0	00973		
? ZZ	R	03D1	00977			L	I	03D5	00981		
? MM	I	03D9	00985			JJ	I	03D0	00989		
? NF	I	03E1	00993								

?? FORT-0095 4 UNDEF VAR NAME, INDICATED BY 'U' IN MAP

??SYS-3130 1 ESTAB MODULE'S MAIN STORAGE SIZE IS

?? 56920 DECIMAL

??SYS-3131 1 7900 IS THE START CONTROL ADDRESS OF THIS MODULE

??SYS-3134 1 ESTAB MODULE IS CATALOGED AS A LOAD MEMBER

?? L75152 IS THE LIBRARY NAME

?? 126 TOTAL NUMBER OF LIBRARY SECTORS

E75159 MEMBER

DATE 81/12/15

TIME 08.05

182

TYPE	NAME	DISK ADDR	TOTAL	NUM TEXT/RECORD	ATTRIBUTES	LINK
------	------	-----------	-------	-----------------	------------	------

S	YBUS	246931/03CC63	24/001B	96/60	00000000	1
---	------	---------------	---------	-------	----------	---

?? IBM SYSTEM/34 FORTRAN IV RELEASE 07 81/10/15 21:51

?? 001 TOTAL ERRORS FOR THIS COMPILATION

?? 4 WAS THE HIGHEST SEVERITY

?? 2710 DECIMAL IS THE CODE LENGTH OF THE SUBROUTINE MEMBER

??

\*PROCESS OBJECT(R,L12(E75159)),NOHALT,MAP  
SUBROUTINE YBUS

INTEGER SLACK,S,SHORT,RI,RF,G

REAL KPWR,KPWR1,KLPR,KLPI,LOADR,LOADI,H,ITRNSR,ITRNSI,IITRSP,  
IITRSI,LDNG

COMMON YR(26,26),YI(26,26),EP(19),FI(19),YLPOR(26,26),YLPQI(26,26)

COMMON YCR(18,18),YCI(18,18),LOADR(18),LOADI(18),EXIPWR(18)

COMMON EXIPWI(18),ETRNSR(8),ETRNSI(8),PMECAN(8),H(8)

COMMON OMEGA(8),DELTA(8),TOMEGA(8),OTOMEG(8),IDELTA(8)

COMMON EEA(8),LINEA(18),BI(18),BF(18),LONG(18),YSHTR(18)

COMMON YSHTI(18),ZSERK(18),ZSERI(18),DELTA(8,101)

COMMON SLACK,EPS,N,MAX,M

COMMON SHORT,NT,NI,T,F,PI,DELTAT,NL,G,ALFA

COMMON SERYP(18),SERYI(18),SHTYP(18),SHTYI(18)

COMMON SERZR(18),SERZI(18),EER(18,36),FEI(18,36)

COMMON PWR(26,18),PWR1(26,18),DFDLTA(8)

COMMON YCR(18),YCI(18),LF,TAP(10),NI,MVAB

COMMON OMEGAG(8,101)

DO 5 I=1,N

DO 5 J=1,N

YCR(I,J)=0.0

YCI(I,J)=0.0

YR(I,J)=0.0

5 YI(I,J)=0.0

K=NI+1

IF(NT.EQ.J)GO TO 6

DO 7 I=1,NT

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)

MM=DF(I)

YCR(L,MM)=-TK1/TAP(I)

YCI(L,MM)=-TK2/TAP(I)

YCR(MM,L)=TK1

YCI(MM,L)=TK2

YR(L,L)=YR(L,L)+SERYR(I)+YCR(L,MM)

YI(L,L)=YI(L,L)+SERYI(I)+YCI(L,MM)

YR(MM,MM)=YR(MM,MM)+SERYR(I)+YCR(MM,L)

YI(MM,MM)=YI(MM,MM)+SERYI(I)+YCI(MM,L)

YR(L,MM)=YR(L,MM)-SERYR(I)

YI(L,MM)=YI(L,MM)-SERYI(I)

```

YR(MM,L)=YR(MM,L)-SERYR(I)
7 YI(MM,L)=YI(MM,L)-SERYI(I)
6 DO 8 I=K,NL
  SHTYR(I)=YSHTR(I)*LONG(I)
  SHTYI(I)=YSHI(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
C FORMA LOS LA MATRIZ ADMITANCIA DE BARRA
L=BI(I)
MM=BF(I)
YCR(L,MM)=SHTYR(I)/2.
YCI(L,MM)=SHTYI(I)/2.
YCR(MM,L)=SHTYR(I)/2.
YCI(MM,L)=SHTYI(I)/2.
YR(L,L)=YR(L,L)+SERYR(I)+SHTYR(I)/2.
YI(L,L)=YI(L,L)+SERYI(I)+SHTYI(I)/2.
YR(MM,MM)=YR(L,MM)+SERYR(I)+SHTYR(I)/2.
YI(MM,MM)=YI(MM,MM)+SERYI(I)+SHTYI(I)/2.
YR(L,MM)=YR(L,MM)-SERYR(I)
YI(L,MM)=YI(L,MM)-SERYI(I)
YR(MM,L)=YR(MM,L)-SERYR(I)
8 YI(MM,L)=YI(MM,L)-SERYI(I)
C ESCRIBA LOS DATOS DE ENTRADA DE LAS LINEAS Y LA MATRIZ
C ADMITANCIA DE BARRA
WRITE(3,9)
9 FORMAT(3X,'DATOS DE LINEAS'//7X,'LINEA',2Y,'BI',2X,'BF',
13X,'LONGITUD',4X,'ADMITANCIA PARALELO',3X,'IMPEDECANCIA SERIE',
23X,'TAP'//)
IF(NI.EQ.0)GO TO 12
DO 10 I=1,NI
10 WRITE(3,11)LINEA(I),BI(I),BF(I),ZSERR(I),ZSERI(I),TAP(I)
11 FORMAT(5X,3I5,34X,2F9.4,'J',2X,F5.3)
12 DO 13 I=K,NL
13 WRITE(3,14)LINEA(I),BI(I),BF(I),LONG(I),SHTYR(I),SHTYI(I),
1SERZR(I),SERZI(I)
14 FORMAT(5X,3I5,F8.1,4X,2F9.4,'J',3X,2F9.4,'J')
WRITE(3,15)
15 FORMAT(///14X,'MATRIZ ADMITANCIA DE BARRA'//)
DO 16 I=1,N
DO 16 J=1,N
16 WRITE(3,17)I,J,YR(I,J),YI(I,J)
17 FORMAT(3X,'Y (',I2,',',I2,') =',6X,F9.4,2X,F9.4,'J')
C *****ESCRIBA LOS DATOS DE ADMITANCIA CAPACITIVA A TIERRA*****
C WRITE(3,18)
18 FORMAT(///13X,'ADMITANCIA CAPACITIVA A TIERRA'//)
C DO 19 I=1,N
C DO 19 J=1,N
19 WRITE(3,20)I,J,YCR(I,J),YCI(I,J)
20 FORMAT(3X,'YC (',I2,',',I2,') =',6X,F9.4,2X,F9.4,'J')
DO 21 I=1,NL
ZSERR(I)=SERYR(I)
21 ZSERI(I)=SERYI(I)

```

RETURN  
END

VARIABLE ALLOCATION MAP				NAME	AT	HEX1	DEC1	HEX2	DEC2
??	NAME	AT	HEX1 DEC1	HEX2 DEC2	NAME	AT	HEX1 DEC1	HEX2 DEC2	
??	YR	RC	0000 00000	0ABF 02703	YI	RC	0A90 02704	151F 05407	
??	ER	RCU1520	05408 1550	05483	EI	RCU156C	05484 1537	05559	
??	YLPDR	RCU1538	05560 2047	08263	YLPDI	RCU2048	08264 2AD7	10967	
??	YCR	RC 2AD8	10968 2FE7	12263	YCI	RC 2FE8	12264 34F7	13559	
??	LOADR	RCU34F8	13560 353F	13631	LOADI	RCU3540	13632 3587	13703	
??	EXIPAR	RCU358B	13704 35CF	13775	EXIPAI	RCU35D0	13776 3617	13847	
??	ETRNSR	RCU3513	13948 3637	13879	ETRNSI	RCU3538	13880 3657	13911	
??	PALCKI	RCU365B	13912 3677	13943	H	RCU3678	13944 3697	13975	
??	UMLGA	RCU3793	13976 3637	14007	DELTA	RCU358B	14008 36D7	14039	
??	TOMEGA	RCU3703	14040 36F7	14071	OTOMEG	RCU3678	14072 3717	14103	
??	TDELTA	RCU3718	14104 3737	14135	EEEA	RCU3738	14136 3757	14167	
??	LINEA	ICU3753	14168 379F	14239	BI	ICU37A0	14240 37E7	14311	
??	BF	ICU37E8	14312 382F	14383	LONG	RCU3830	14384 3977	14455	
??	YSHIR	RCU3878	14456 384F	14527	YSHII	RCU38C0	14528 3907	14599	
??	ZSERR	RC 3908	14600 394F	14671	ZSERI	RC 3950	14672 3997	14743	
??	DELTA6	RCU3793	14744 4637	17975	SLACK	ICU4638	17976		
??	ERS	RCU463C	17980		N	ICU4640	17984		
??	MAX	ICU4644	17988		M	ICU4648	17992		
??	SHORT	ICU464C	17996		NN	ICU4650	18000		
??	N4	ICU4654	18004		T	RCU4658	18008		
??	F	RCU465C	18012		PI	RCU4660	18016		
??	DELTAI	RCU4664	18020		NL	ICU4668	18024		
??	G	ICU466C	18028		ALFA	RCU4670	18032		
??	SEKYE	RC 4674	18036 468B	18107	SERYI	RC 468C	18108 4703	18179	
??	SHTYE	RC 4704	18160 4740	18251	SHTYI	RC 474C	18252 4793	18323	
??	SERZE	RC 4774	18324 47D0	18395	SERZI	RC 47DC	18396 4923	18467	
??	LER	RCU4924	18468 5243	21059	CEI	RCU5244	21060 5C63	23651	
??	PWR	RCU5C64	23652 5375	25523	PARI	RCU6384	25524 6803	27395	
??	DFULTA	RCU6304	27396 6025	27427	YOR	RCU6324	27428 686B	27499	
??	YDI	RCU686C	27500 6893	27571	LF	ICU6884	27572		
??	TAP	RCU6838	27576 6BDF	27615	NT	ICU6BE0	27616		
??	MVAR	ICU68E4	27620		OMEGAG	RCU6BE8	27624 7857	30855	
??	S	I U0000	00006		KPWRR	R U000A	00010		
??	KPWRI	R U000E	00014		KLPR	R U0012	00018		
??	KLPI	R U0016	00022		IITRSR	R U001A	00026		
??	IITRSI	R U001E	00030		IITRSR	R U0022	00034		
??	IITRSI	R U0026	00038		I	I 002A	00042		
??	J	I 002E	00046		K	I 0032	00050		
??	DENK	R 0036	00054		TKI	R 003A	00058		
??	TK2	R 003E	00062		L	I 0042	00066		
??	MM	I 0046	00070		DEN	R 004A	00074		
??	PORT-0098	4			UNDEF VAR NAME, INDICATED BY 'U' IN MAP				
??	??SYS-3135	I YR05			MODULE IS CATALOGED AS A SUBROUTINE MEMBER				
??					E75159 IS THE LIBRARY NAME				
??					18 TOTAL NUMBER OF LIBRARY SECTORS				
??					020 CATEGORY NUMBER				
??	??SYS-3135	I YR05			MODULE'S CODE LENGTH IS				
??					2710 DECIMAL				



E75159 MEMBER DATE 81/12/16 TIME 08.06

TYPE	NAME	DISK ADDR	TOTAL	NUM TEXT/RECORD	ATTRIBUTES	LINK
S	LDLLOW	248R13/03CRFD	29/0010	96/60	00000000	2
??	IBM SYSTEM/34 FORTRAN IV RELEASE 07			81/10/15	22:01	
??	001 TOTAL ERRORS FOR THIS COMPILATION					
??	4 WAS THE HIGHEST SEVERITY					
??	3066 DECIMAL IS THE CODE LENGTH OF THE SUBROUTINE MEMBER					
??						
*PROCESS OBJECT(3,LIB('E75159')),NOHALT,MAP						
SUBROUTINE LDLLOW						
INTEGER SLACK,3,SHORT,6						
REAL KPWR, KPWR1, KLPR, KLPI, LQADR, LQADI, H, ITRNSR, ITRNSI, IITRSR,						
IITRSI, MAGV						
COMMON YR(26,26), YI(26,26), LR(19), FI(19), YLPOS(26,26), YLQI(26,26)						
COMMON YR(18,18), YCI(18,18), LQADR(18), LQADI(18), EXIPWR(18)						
COMMON EXIPWI(18), ITRNSR(8), ITRNSI(8), PHECAN(31, H(8))						
COMMON OMEGA(8), DELTA(8), TOMEGA(3), BTOMEG(9), TDELTA(8)						
COMMON CEEA(8), LINTA(13), BI(18), BE(18), LONG(18), YSHIT(18)						
COMMON YSHIT(18), ZSERR(18), ZSERI(18), DELTAG(8,101)						
COMMON SLACK, CPS, N, MAX, M						
COMMON SHURT, NP, NA, I, F, PI, DELTAT, NL, G, ALFA						
COMMON KLPR(18), KLPI(18), KPWR(18), KPWR1(18)						
COMMON PPWR(18), PPWR1(18), LER(12,36), FEI(18,36)						
COMMON ZERR(26,18), ZERR1(26,18), ZERRI(26,18)						
COMMON YOR(18), YOI(18), LE, TAP(101), NT, MVAR						
COMMON OMEGAG(8,101)						
23	FORMAT(/)					
CC27	FORMAT(1X, F9.5, F9.5)					
CC	WRITE(3,71)					
CC71	FORMAT(1X, 'PARAMETROS DE LINEA "YLPQ"')					
CC	WRITE(3,23)					
	DO 77 I=1, N					
	DO 73 J=1, N					
	DENY=YR(I, I)**2+YI(I, I)**2					
	YLPQR(I, J)=(YR(I, J)*YR(I, I)+YI(I, J)*YI(I, I))/DENY					
73	YLPQI(I, J)=(YI(I, J)*YR(I, I)-YR(I, J)*YI(I, I))/DENY					
CC	WRITE(3,205) I, (YLPQR(I, J), YLPQI(I, J), J=1, N)					
77	CONTINUE					
CC205	FORMAT(1X, I3, 1X, 5(F9.5, F9.5, 3X))					
CC	WRITE(3,81)					
CC81	FORMAT(10Y, 'PARAMETROS DE BARRA "KLPR"')					
CC	WRITE(3,23)					
	DO 85 I=1, N					
	DO 83 J=1, N					
	IF(1.NE.J) GO TO 83					
	DENK=YR(I, J)**2+YI(I, J)**2					
	KLPR(I)= (KPWR(I)*YR(I, J)-KPWR1(I)*YI(I, J))/DENK					
	KLPI(I)= -(KPWR1(I)*YR(I, J)+KPWR(I)*YI(I, J))/DENK					
83	CONTINUE					
CC	WRITE(3,27) KLPR(I), KLPI(I)					
85	CONTINUE					
	WRITE(3,23)					

```

WRITE(3,51)
51  FORMAT(5X,'FUNCIONAMIENTO DE ESTADO ESTABLE ITERACIONES DE VOLTAJE
1')
WRITE(3,23)
C
C  ESQUEMA ITERATIVO
C
ITER=1
100 DELTA=0.0
S=SLACK
DO 111 I=1,N
IF(S.EQ.I)GO TO 111
YIIR=YLPQR(1,I)
YIII=YLPQI(1,I)
YLPQR(1,I)=0.0
YLPQI(1,I)=0.0
SUMR=0.0
SUMI=0.0
DO 102 J=1,N
SUMR=SUMR+YLPQR(1,J)*R(J)-YLPQI(1,J)*E1(J)
102 SUMI=SUMI+YLPQR(1,J)*E1(J)+YLPQI(1,J)*ER(J)
YLPQR(1,I)=YIIR
YLPQI(1,I)=YIII
DENE= ER(1)**2+EI(1)**2
ENEWR=(KLPR(1)*ER(1)-KLPI(1)*EI(1))/DENE-SUMR
ENEWI=(KLPI(1)*ER(1)+KLPR(1)*EI(1))/DENE-SUMI
EIR=ER(1)
EII=EI(1)
DXR=ENEWR-EIR
DXI=ENEWI-EII
ENEWR=EIR+ALFA*DXR
ENEWI=EII+ALFA*DXI
X=SQRT((ENEWR-ER(1))**2+(ENEWI-EI(1))**2)
IF(X.GT.DELTA)DELTA=X
ER(1)=ENEWR
EI(1)=ENEWI
111 CONTINUE
IF(DELTA.EQ.EPS)GO TO 299
IF(ITER.LT.MAX)GO TO 667
WRITE(3,668)ITER
668 FORMAT(10X,'NO SE OBTIENE CONVERGENCIA EN',I5,1X,'ITERACIONES'/
110X,'EN EL PROCESO ITERATIVO DEL FLUJO DE CARGA')
STOP
667 ITER=ITER+1
GO TO 100
299 WRITE(3,661)ITER
661 FORMAT(5X,'LA TECNICA ITERATIVA DE GAUSS-SEIDEL CONVERGIO EN',I3,
12X,' ITERACIONES'/75X,'BARRA',5X,'VOLTAJE',9X,'MAGNITUD',4X,
2'DELTA(GRADOS)')
DO 662 I=1,N
DELTA=ATAN(FI(1)/ER(1))*57.29578
MAGV=SQRT(ER(1)**2+EI(1)**2)
662 WRITE(3,663)I,ER(1),EI(1),MAGV,DELT
663 FORMAT(17,2X,2F9.5,'J',3X,F7.4,4X,F9.5)
DO 301 I=1,N

```

```

DU 300 J=1,N
ER(I,J)=ER(I)**2-ER(J)*ER(I)+EI(I)**2-EI(J)*EI(I)
300 EI(I,J)=EI(I)*EI(J)-LI(J)*ER(I)-ER(I)*EI(I)+ER(J)*EI(I)
301 CONTINUE
WRITE(3,23)
C WRITE(3,302)
C 302 FORMAT(10X,'FLUJO DE POTENCIAS ENTRE BARRAS EN POR UNIDAD*')
CC WRITE(3,23)
C WRITE(3,303)
C 303 FORMAT(7X,'BI',2X,'BF',4X,'POT. REAL',5X,'POT. REACTIVA*')
CC WRITE(3,23)
C FLUJO DE CARGAS ENTRE LINEAS(NUMERO REFERIDO A LAS BARRAS)
DU 306 I=1,N
DU 304 J=1,N
X1=-YR(I,J)*EER(I,J)+YI(I,J)*EEI(I,J)
X2=EP(I)**2*YCP(I,J)+EI(I)**2*YCR(I,J)
PWRR(I,J)=X1+X2
X3=-YI(I,J)*EER(I,J)-YR(I,J)*EEI(I,J)
X4=EP(I)**2*YCI(I,J)+LI(I)**2*YCI(I,J)
304 PWRI(I,J)=-(X3+X4)
306 CONTINUE
C DO 664 I=1,N
C DO 664 J=1,N
C IF(I.EQ.J) GO TO 664
C WRITE(3,665)I,J,PWRR(I,J),PWRI(I,J)
C 664 CONTINUE
C 665 FORMAT(9X,I2,2X,I2,3X,F9.4,5X,F9.4,'J')
C WRITE(3,23)
C WRITE(3,705)
C 705 FORMAT(10X,'POTENCIA EN BARRAS EN MVA*//10X,
1 'BARRAS',3X,'POT. REAL',3X,'POT. REACTIVA*')
16 DU 307 I=1,N
17 PPWRR(I)=0.0
18 PPWRI(I)=0.0
19 DU 307 J=1,N
20 PPWRR(I)=PPWRR(I)+MVAE*PPWRR(I,J)
21 307 PPWRI(I)=PPWRI(I)+MVAE*PPWRI(I,J)
22 WRITE(3,666)I,PPWRR(I),PPWRI(I)
23 666 FORMAT(12X,I2,4X,F9.4,5X,F9.4,'J')
24 308 CONTINUE
25 RETURN
26 END

```

```

47 ?? VARIABLE ALLOCATION MAP
48 ?? NAME AT HEX1 DEC1 HEX2 DEC2 NAME AT HEX1 DEC1 HEX2 DEC2
49 ?? YR RCU0009 00000 0A3F 02703 YI RCU0A90 02704 191F 05407
50 ?? ER RC 1520 05408 156B 05483 EI RC 156C 05484 1587 05559
51 ?? YLPQR RC 1589 05560 2047 08263 YLPQI RC 2048 08264 2A07 10967
52 ?? YCR RCU2A93 10968 2FE7 12263 YCI RCU2FE8 12264 34F7 13559
53 ?? LOADR RCU34FB 13560 354F 13631 LOADI RCU3540 13632 3587 13703
54 ?? EXIPWR RCU3588 13704 35CF 13775 EXIPWI RCU35D0 13776 3617 13847
55 ?? ERNSR RCU3518 13848 3637 13879 ERNSI RCU3538 13880 3667 13911
56 ?? PMECAI RCU3658 13912 3677 13943 H RCU3678 13944 3697 13975
57 ?? OMEGA RCU3628 13976 3687 14007 DELTA RCU3698 14008 36D7 14039
58 ?? TOMEGA RCU36D0 14040 36F7 14071 D1OMEG RCU36FB 14072 3717 14103
59 ?? TDELTA RCU3718 14104 3737 14135 FEFA RCU3738 14136 3757 14167
60
61
62

```

?? LINEA	ICU3750	14168	379F	14239	BI	RCU37A0	14240	37E7	14311
?? BF	RCU37L3	14312	382F	14383	LONG	ICU3830	14384	3877	14455
?? YSHIR	RCU3873	14456	388F	14527	YSHIT	RCU38C0	14528	3907	14599
?? ZSERK	RCU3908	14600	394F	14671	ZSERI	RCU3950	14672	3997	14743
?? DELTAG	RCU3978	14744	4037	17975	SLACK	ICU4038	17976		
?? EPS	RCU4050	17980			N	ICU40540	17984		
?? MAX	ICU4044	17938			M	ICU4048	17992		
?? SHORI	ICU4040	17976			NN	ICU4050	18000		
?? NM	ICU4054	18004			T	RCU4058	18008		
?? F	RCU4050	18012			PI	RCU4060	18016		
?? DELTAT	RCU4064	18020			NL	ICU4068	18024		
?? G	ICU4060	18028			ALFA	RCU4070	18032		
?? KLPR	RC 4674	18036	468B	18107	KLPI	RC 467C	18108	4703	18179
?? KPARR	RCU4754	18120	474B	18251	KPWPI	RCU474C	18252	4773	18323
?? PPARR	RC 4744	18324	470C	18393	PPWRI	RC 470C	18395	4823	18467
?? EER	RC 4824	18468	5243	21059	EET	RC 5244	21060	5063	23651
?? PARR	RC 5064	23652	6333	25573	PARI	RC 6334	25574	6903	27795
?? DFULTA	RCU5004	27356	6823	27427	YDR	RCU6024	27428	6858	27499
?? YDI	RCU6060	27500	6873	27571	LF	ICU6884	27572		
?? TAP	RCU6858	27576	689F	27615	NI	ICU68E0	27616		
?? MVA8	ICU6824	27620			OMEGAG	RCU68E8	27624	7937	30855
?? S	I 0006	00006			ITRNSR	R 0000A	00010		
?? ITRNSI	R 0000E	00014			IITRSR	R 00012	00013		
?? IITRSI	R 00016	00022			MAGV	R 001A	00026		
?? I	I 001E	00030			J	I 0022	00034		
?? DENY	R 0026	00038			DENK	R 002A	00042		
?? ITER	I 002E	00046			DELTAE	R 0032	00050		
?? YIIR	R 0036	00054			YIII	R 003A	00058		
?? SUUR	R 003F	00062			SUUI	R 0042	00066		
?? DENE	R 0046	00070			ENE*R	R 004A	00074		
?? PNEVI	R 004E	00078			EIR	R 0052	00082		
?? CII	R 0056	00086			DXP	R 005A	00090		
?? OXI	R 005E	00094			X	R 0062	00098		
?? DELT	R 0066	00102			X1	R 006A	00106		
?? X2	R 006F	00110			X3	R 0072	00114		
?? X4	R 0076	00118							

?? FORT-0008 4 UNDEF VAR NAME, INDICATED BY 'U' IN MAP  
 ??SYS-3133 I LDFLOW MODULE IS CATALOGED AS A SUBROUTINE MEMBER  
 ?? E75157 IS THE LIBRARY NAME  
 ?? 21 TOTAL NUMBER OF LIBRARY SECTORS  
 ?? 020 CATEGORY NUMBER  
 ??SYS-3135 I LDFLOW MODULE'S CODE LENGTH IS  
 ?? 3066 DECIMAL

E75159 MEMBER DATE 81/12/15 TIME 08.05

TYPE	NAME	DISK ADDR	TOTAL	NUM TEXT/RECORD	ATTRIBUTES	LINK
S	LINEPA	248951/03CC13	20/2014	96/60	00000000	
??	IBM SYSTEM/34 FORTRAN IV RELEASE 07					81/09/22 21:33
??	001 INITIAL COMMENTS FOR THIS COMPILATION					
??	4 WAS THE HIGHEST SEVERITY					
??	985 DECIMAL IS THE CODE LENGTH OF THE SUBROUTINE MEMBER					
??						
*PROCESS OBJECT(?,LIB(E75159)),NOSOURCE,NOHALT,MAP						
SUBROUTINE LINEPA						
INTEGER SLACK,G,SHORT,S						
REAL LOADR,LOADI,KPARR,KPARI,KLPR,KLPI,H,ITRNSR,ITRNSI,IITRSR, IIITRSI						
C	ESTA SUBROUTINA CALCULA LOS NUEVOS PARAMETROS DE LINEA					
C	COMMON YR(20,20),YI(20,20),ER(20),EI(20),YLPOR(20,20),YLPDI(20,20)					
C	COMMON YCR(20,20),YCI(20,20),LOADR(20),LOADI(20),EXIPWR(20)					
C	COMMON EXIPAI(20),ETRNSR(20),ETRNSI(20),PMECAN(20),H(20)					
C	COMMON OMEGA(20),DELTA(20),TOMEGA(20),DTOMEG(20),TDELTA(20)					
C	COMMON EBEA(20),LINEA(20),BI(20),BF(20),LONG(20),YSHTR(20)					
C	COMMON YSHTI(20),ZSERR(20),ZSERI(20),DELTAG(5,101)					
C	COMMON SLACK,EPS,N,MAX,M					
C	COMMON SHORT,NN,NN,T,F,PI,DELTAT,NL,G,ALFA					
C	COMMON YR(26,26),YI(26,26),ER(19),EI(19),YLPOR(26,26),YLPDI(26,26)					
C	COMMON YCR(19,19),YCI(19,19),LOADR(19),LOADI(19),EXIPWR(19)					
C	COMMON EXIPAI(19),ETRNSR(9),ETRNSI(9),PMECAN(9),H(9)					
C	COMMON OMEGA(9),DELTA(9),TOMEGA(9),DTOMEG(9),TDELTA(9)					
C	COMMON EBEA(9),LINEA(13),BI(18),BF(13),LONG(18),YSHTR(18)					
C	COMMON YSHTI(18),ZSERR(18),ZSERI(18),DELTAG(9,101)					
C	COMMON SLACK,EPS,N,MAX,M					
C	COMMON SHORT,NN,NN,T,F,PI,DELTAT,NL,G,ALFA					
C	COMMON ITRNSR(18),ITRNSI(19),KPARR(18),KPARI(18)					
C	COMMON PPARR(19),PPARI(18),YYR(13,36),YYI(13,36)					
C	COMMON PWR(26,13),PWRI(26,18),DELTAG(9)					
C	COMMON YOR(19),YOI(19),LF,TAP(10),NT,MVAR					
C	COMMON OMEGAG(9,101)					
C	COMMON YOR(20),YOI(20),LF,TAP(10),NT,MVAR					
C	COMMON OMEGAG(5,101)					
CC	*RIIE(3,79)					
CC	*RIIE(3,80)					
CC80	FORMAT(9X,'NUEVOS PARAMETROS DE LINEA YLPO'/9X,					
CC	1'BI',3X,'BF'/)					
	DO 77 I=1,N					
	K=I+H					
	L=N+M					
	IF(K.LE.L)GO TO 72					
	YR(I,K)=YR(I,I)+YOR(I)					
	YI(I,K)=YI(I,I)+YOI(I)					
	GO TO 80					
72	YR(I,K)=YR(I,I)+YR(I,K)+YOR(I)					
	YI(I,K)=YI(I,I)+YI(I,K)+YOI(I)					
80	DJ 73 J=1,N					
	IF(J.EQ.1)GO TO 70					

$$DENYY=YR(I,K)**2+YYI(I,K)**2$$

$$YLPQR(I,J)=(YR(I,J)*YR(I,K)+YI(I,J)*YYI(I,K))/DENYY$$

$$YLPQI(I,J)=(YI(I,J)*YR(I,K)-YR(I,J)*YYI(I,K))/DENYY$$

GO TO 73

70 YLPQR(I,J)=0.0

YLPQI(I,J)=0.0

73 CONTINUE

NN=NN+1

NM=NM+M

DO 75 J=NN,NM

IF(J.NE.(NN+1))GO TO 74

$$DENYY=-(YR(I,K)**2+YYI(I,K)**2)$$

$$YLPQR(I,J)=(YR(I,J)*YR(I,K)+YI(I,J)*YYI(I,K))/DENYY$$

$$YLPQI(I,J)=(YI(I,J)*YR(I,K)-YR(I,J)*YYI(I,K))/DENYY$$

CC WRITE(3,79)

GO TO 75

74 YLPQR(I,J)=0.0

YLPQI(I,J)=0.0

75 CONTINUE

CC WRITE(3,75)(I,J,YLPQR(I,J),YLPQI(I,J),J=1,NM)

C76 FORMAT(9X,12,3X,12,3X,F9.5,F9.5)

CC WRITE(3,79)

77 CONTINUE

C79 FORMAT(//)

RETURN

END

?? VARIABLE ALLOCATION MAP

?? NAME	AT	HEX1	DEC1	HEX2	DEC2	NAME	AT	HEX1	DEC1	HEX2	DEC2
?? YR	RCU0000	00000	0A8F	02703	YI	RCU0A90	02704	151F	05407		
?? ER	RCU1520	05408	155B	05483	EI	RCU156C	05484	1597	05559		
?? YLPQR	RC 15B8	05560	2047	08265	YLPQI	RC 2048	08264	2AD7	10967		
?? YCR	RCU2A08	10968	2FE7	12263	YCI	RCU2FE8	12264	34F7	13559		
?? LOADR	RCU34F8	13560	3531	13631	LOADI	RCU3540	13632	35E7	13703		
?? EXIPWR	RCU3568	13704	35CF	13775	EXIPWI	RCU35D0	13776	3617	13847		
?? ETRNSR	RCU3618	13848	3637	13879	ETRNSI	RCU3678	13880	3657	13911		
?? PMLCAN	RCU3668	13912	3677	13943	H	RCU3678	13944	3697	13975		
?? OMEGA	RCU3698	13976	36D7	14007	DELTA	RCU3698	14008	36D7	14039		
?? TORCSA	RCU3658	14040	36F7	14071	DTORREG	RCU36F8	14072	3717	14103		
?? TDELTA	RCU3718	14104	3737	14135	EEEA	RCU3738	14136	3757	14167		
?? LINEA	ICU3758	14168	379F	14239	BI	RCU37A0	14240	37E7	14311		
?? BF	RCU37E8	14312	382F	14383	LONG	ICU3830	14384	3877	14455		
?? YSHTR	RCU3878	14456	389F	14527	YSHTI	RCU38C0	14528	3897	14559		
?? ZSERR	RCU3908	14600	394F	14671	ZSERI	RCU3950	14672	3997	14743		
?? DELTAG	RCU3998	14744	4637	17975	SLACK	ICU4638	17976				
?? EPS	RCU465C	17980			N	ICU4640	17984				
?? MAX	ICU4644	17988			M	ICU4648	17992				
?? SHURT	ICU464C	17996			NN	IC 4650	18000				
?? NM	IC 4654	18004			T	RCU4658	18008				
?? F	RCU465C	18012			PI	RCU4660	18016				
?? DELTAT	RCU4664	18020			NL	ICU4663	18024				
?? G	ICU466C	18028			ALFA	RCU4670	18032				
?? ITRNSR	RCU4674	18036	468B	18107	ITRNSI	RCU468C	18108	4703	18179		
?? KPWR	RCU4704	18180	474B	18251	KPWRI	RCU474C	18252	4793	18323		
?? PPWR	RCU4794	18324	479B	18395	PPWRI	RCU479C	18396	4823	18467		
?? YR	RC 4824	18468	5243	21059	YYI	RC 5244	21060	5C63	23651		

?? PWR	RCU5064	23652	6303	25503	PWR1	RCU6304	25524	6303	27395
?? UFLIA	RCU5004	27395	6823	27427	YDR	RCU6824	27423	6863	27492
?? YDI	RCU6800	27500	6833	27571	LF	ICU6884	27572		
?? IAP	RCU6308	27575	680F	27615	NT	ICU68E0	27616		
?? BVAB	ICU68E4	27620			OMEGAG	RCU68E8	27624	7887	30855
?? S	I 00005	00005			KLPR	R 0000A	00010		
?? KLPI	R 0000F	00014			IITR5R	R 00012	00018		
?? IITSI	R 00015	00022			I	I 0014	00025		
?? K	I 001C	00030			L	I 0022	00034		
?? J	I 0026	00038			DENYY	R 002A	00042		

?? EQAT-0090 4 UNDEF VAR NAME, INDICATED BY 'U' IN MAP

??SYS-3135 1 LINEPA MODULE IS CATALOGED AS A SUBROUTINE MEMBER

?? E78150 IS THE LIBRARY NAME

?? 9 TOTAL NUMBER OF LIBRARY SECTORS

?? 020 CATEGORY NUMBER

??SYS-3135 1 LINEPA MODULE'S CODE LENGTH IS

?? 985 DECIMAL

TYPE	NAME	DISK ADDR	TOTAL	NUM TEXT/RECORD	ATTRIBUTES	LINK
S	VIRANS	248909/03CC4D	22/0016	96/60	00000000	

?? IBM SYSTEM/34 FORTRAN IV RELEASE 07 91/10/16 21:51

?? 001 TOTAL ERRORS FOR THIS COMPILATION

?? 4 WAS THE HIGHEST SEVERITY

?? 1160 DECIMAL IS THE CODE LENGTH OF THE SUBROUTINE MEMBER

??

\*PROCESS OBJECT(3,LIB(E75159)),NOSOURCE,NOHALT,MAP

SUBROUTINE VIRANS

INTEGER SHORT,S,SLACK,G

REAL KPWR,KPWR1,KLPP,KLPI,LOADR,LOADI,H,ITNSR,ITNSI,ITRSR,  
IITRSI,MAGV

C ESTE PROGRAMA CALCULA LOS VOLTAJES DURANTE LAS CONDICIONES DE FALLA

COMMON YR(26,26),YI(26,26),ER(19),EI(19),YLPOR(26,26),YLPOI(26,26)

COMMON YCR(18,18),YCI(18,18),LOADR(18),LOADI(18),XIPWR(18)

COMMON XIPWI(18),ETNSR(8),ETNSI(8),PMECAN(8),P(8)

COMMON OMEGA(8),DELTA(8),TOMEGA(8),DTOMEG(8),IDELTA(8)

COMMON ESEA(8),LINEA(18),JI(18),DF(18),LONG(18),YSHTP(16)

COMMON YSHTI(14),ZSRK(10),ZSRI(10),DELTA6(8,101)

COMMON SLACK,LPS,R,MAX,M

COMMON SHORT,NN,NK,T,F,P1,DELTAT,NL,G,ALFA

COMMON KLPP(18),KLPI(18),KPWR(18),KPWR1(18)

COMMON PPWR(18),PPWR1(18),ER(18,36),EI(18,36)

COMMON PWR(26,18),PWI(26,18),IDELTA(8)

COMMON YCR(18),YCI(18),LF,TAP(10),NT,MVAB

COMMON OMEGA6(8,101)

CC23 FORMAT(//)

CC WRITE(3,71)T

CC71 FORMAT(5X,'VOLTAJES TRANSIENTES EN GENERADORES A T=',F5.3,')'

CC WRITE(3,23)

C

C ESQUEMA ITERATIVO

C

ITER=1

100 DELTAE=0.0

S=SHORT

ER(S)=0.0

EI(S)=0.0

DO 111 I=1,N

IF(S.LO.I)GO TO 111

YIIR=YLPOR(I,I)

YIII=YLPOI(I,I)

YLPOR(I,I)=0.0

YLPOI(I,I)=0.0

SUMR=0.0

SUMI=0.0

DO 102 J=1,N

SUMR=SUMR+YLPOR(I,J)\*ER(J)-YLPOI(I,J)\*EI(J)

102 SUMI=SUMI+YLPOR(I,J)\*EI(J)+YLPOI(I,J)\*ER(J)

YLPOR(I,I)=YIIR

YLPOI(I,I)=YIII



```

SUM2R=0.0
SUM2I=0.0
DO 103 K=NN, NM
  KK=K-N
  SUM2R=SUM2R+YLPQR(I,K)*ETRNSR(KK)-YLPQI(I,K)*ETRNSI(KK)
103 SUM2I=SUM2I+YLPQR(I,K)*ETRNSI(KK)+YLPQI(I,K)*ETRNSR(KK)
  ENEAR=-SUMR-SUM2R
  ENEWI=-SUMI-SUM2I
  EIR=ER(I)
  EII=EI(I)
  DXR=ENEAR-EIR
  DXI=ENEWI-EII
  ENEAR=EIR+ALFA*DXR
  ENEWI=EII+ALFA*DXI
  X=SQRT((ENEAR-ER(I))**2+(ENEWI-EI(I))**2)
  IF(X.GT.DELTA) DELTA=X
  ER(I)=ENEAR
  EI(I)=ENEWI
111 CONTINUE
C WRITE(3,205) ITER, (ER(I), EI(I), I=1, N)
C205 FORMAT(1X, I3, 1X, 5(F9.5, F9.5, 3X))
  IF(DELTA.LT.EPS) GO TO 708
  IF(ITER.LT.MAX) GO TO 712
  WRITE(3,713) ITER, I
713 FORMAT(10X, 'NO SE OBTIENE CONVERGENCIA EN', I4, 1X, 'ITERACIONES' /
110X, 'EN EL PROCESO ITERATIVO DE LA SUBMATRIZ TRANS' / 10X,
2'EN EL TIEMPO DE', F6.3, 1X, 'SEGUNDOS')
  STOP
712 ITER=ITER+1
  GO TO 100
C2708 WRITE(3,709) ITER
C2709 FORMAT(5X, 'LA TECNICA ITERATIVA DE GAUSS-SEIDEL CONVERGIO EN', I3,
CC 12X, 'ITERACIONES' / 75X, 'BAPRA', 5X, 'VOLTAJE', 10X, 'MAGNITUD', 4X,
CC 2'DELTA(GRADOS)' /)
CC DO 710 I=1, N
CC DELT=ATAN(EI(I)/ER(I))*57.29578
CC MAGV=SQRT(ER(I)**2+EI(I)**2)
C2710 WRITE(3,711) I, ER(I), EI(I), MAGV, DELT
C2711 FORMAT(17, 2X, 2F9.5, 'J', 3X, F7.4, 4X, F9.5)
708 RETURN
  END

```

?? VARIABLE ALLOCATION MAP

?? NAME	AT	HEX1	DEC1	HEX2	DEC2	NAME	AT	HEX1	DEC1	HEX2	DEC2
?? YR	RCU0090	00900	0A3F	02703		YI	RCU0A90	02704	151E	05407	
?? ER	RC 1520	05408	1560	05433		EI	RC 156C	05484	15B7	05559	
?? YLPQR	RC 1538	05500	2047	08263		YLPQI	RC 2048	08264	2AD7	10967	
?? YCR	RCU2A03	10968	2FE7	12263		YCI	RCU2FE8	12264	34E7	13559	
?? LOADR	RCU34F3	13560	353F	13631		LOADI	RCU3540	13632	3587	13703	
?? EXIPWR	RCU3509	13704	35CF	13775		EXIPWI	RCU35D0	13776	3617	13847	
?? ETRNSR	RCU3619	13848	3637	13879		ETRNSI	RCU3634	13880	3657	13911	
?? PALCAN	RCU3653	13912	3677	13943		H	RCU3674	13944	3697	13975	
?? OMEGA	RCU3693	13976	36B7	14007		DELTA	RCU36B8	14008	36D7	14039	
?? IDALFA	RCU36D4	14040	36E7	14071		DTORSE	RCU36E8	14072	3717	14103	
?? IDELTA	RCU3719	14104	3737	14135		ELFA	RCU3734	14136	3757	14167	
?? LINEA	RCU3758	14168	377F	14239		BI	RCU37A0	14240	37E7	14311	

? BF	RCU37E8	14312	382F	14393	LONG	ICU3930	14394-3877	14455
? YSHTR	RCU3973	14455	393F	14527	YSHTR	RCU39C0	14523	3907 14599
? ZSERR	RCU3908	14609	394F	14671	ZSERR	RCU3950	14672	3997 14743
? DELTAG	RCU3979	14744	4037	17975	SLACK	ICU4633	17976	
? EPS	RCU463C	17280			N	ICU4640	17984	
? MAX	ICU4644	17983			M	ICU4643	17992	
? SHOPT	ICU464C	17996			NN	ICU4650	18000	
? RM	ICU4654	18004			T	RCU4653	18003	
? F	RCU465C	18012			PI	RCU4660	18016	
? DELTAT	RCU4664	18020			NL	ICU4663	18024	
? G	ICU466C	18028			ALFA	RCU4670	18032	
? KLPR	RCU4674	18036	4638	18107	KLPI	RCU469C	18103	4703 18179
? KPARR	RCU4704	18160	4748	18251	KPARI	RCU474C	18252	4793 18323
? PPARR	RCU4794	18324	4793	18325	PPARI	RCU479C	18395	4823 18467
? EER	RCU4824	18468	5243	21059	EEL	RCU5244	21050	5083 23651
? PARR	RCU5C64	23652	6343	25523	PARI	RCU53B4	25524	6803 27395
? DFULTA	RCU6B04	27396	6823	27427	YUP	RCU6B24	27423	6953 27499
? Y01	RCU6B5C	27500	6873	27571	LF	ICU6B34	27572	
? IAP	RCU6B5B	27576	688F	27515	NT	ICU6B50	27615	
? MVAR	ICU6B54	27520			ONEGAG	RCU6B5B	27624	7857 30855
? S	I 0006	00006			IIPNSR	R U000A	00010	
? ITRNSI	R U0007	00014			IITRSR	R U0012	00018	
? IIRSI	R U0015	00022			MAGV	R U001A	00025	
? ITER	I 0018	00030			DELTAL	R 0022	00034	
? I	I 0026	00038			YIIR	R 002A	00042	
? YIII	R 0025	00046			SUMR	R 0032	00050	
? SU-I	R 0036	00054			J	I 003A	00058	
? SUM2R	R 0035	00062			SUM2I	R 0042	00065	
? K	I 0045	00070			KK	I 004A	00074	
? ENLAR	R 0045	00078			ENEWI	R 0052	00082	
? EIR	R 0055	00086			EII	R 005A	00090	
? DXR	R 0055	00094			DXI	R 0062	00098	
? X	R 0066	00102						
?? FORT-0098	4	UNDEF VAR NAME, INDICATED BY 'U' IN MAP						
??SYS-3133	I	VTRANS MODULE IS CATALOGED AS A SUB-ROUTINE MEMBER						
??		E7515) IS THE LIBRARY NAME						
??		9 TOTAL NUMBER OF LIBRARY SECTORS						
??		020 CATEGORY NUMBER						
??SYS-3135	I	VTRANS MODULE'S CODE LENGTH IS						
??		1160 DECIMAL						

PRODUCTION FOR OFFSETEC SA

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12

TYPE	NAME	DISK ADDR	TOTAL	NUM TEXT/RECORD	ATTRIBUTES	LINK
------	------	-----------	-------	-----------------	------------	------

S	TRANST	243922/03CC3C	17/0011	96/60	00000000	
---	--------	---------------	---------	-------	----------	--

?? IBM SYSTEM/34 FORTRAN IV RELEASE 07 81/10/16 21:50

?? 001 TOTAL ERRORS FOR THIS COMPILATION

?? 4 WAS THE HIGHEST SEVERITY

?? 524 DECIMAL IS THE CODE LENGTH OF THE SUBROUTINE MEMBER

??

\*PROCESS OBJECT(R,LIB(E75159)),NOSOURCE,NOHALT,MAP

SUBROUTINE TRANST

INTEGER SLACK,S,SHORT,PI,BF,G

REAL KPWRK,KPWRI,KLPR,KLPI,LOADR,LOADI,H,ITRNSR,ITRNSI,IITRSR,  
IITRSI, LONG

COMMON YR(26,26),YI(26,26),ER(19),EI(19),YLPQR(26,25),YLPQI(26,26)

COMMON YCR(18,18),YCI(18,18),LOADR(18),LOADI(18),EXIPWR(18)

COMMON EXIPWI(18),ETRNSR(8),ETRNSI(8),PMECAN(8),H(8)

COMMON OMEGA(8),DELTA(8),TOMEGA(8),TDELTA(8)

COMMON BEEA(8),LINEA(18),BI(18),BF(18),LONG(18),YSHTR(15)

COMMON YSHTI(18),ZSEPR(18),ZSEPI(18),DELTA(8,101)

COMMON SLACK, EPS, N, MAX, M

COMMON SHORT, NN, NM, T, F, PI, DELTAT, NL, G, ALFA

COMMON KLPR(18),KLPI(18),KPWRK(18),KPWRI(18)

COMMON PPWRK(18),PPWRI(18),IITRSR(18,36),IITRSI(18,36)

COMMON PWRK(26,18),PWRI(26,18),DFDLTA(8)

COMMON YCR(18),YCI(18),LF,TAP(10),NT,MVAR

COMMON OMEGAG(8,101)

C87 FORMAT(10X,13,2X,13,3X,F9.5,3X,F9.5/)

CC WRITE(3,80)T

C89 FORMAT(3X,'CORRIENTES TRANSIENTES Y POTENCIAS EN GENERADORES A T',

C 1F5.3,'+'//)

CC WRITE(3,81)

C81 FORMAT(3X,'GEN',2X,'CORRIENTE TRANSIENTE',9X,'POTENCIA'//)

DO 85 I=1,4

K=I+N

IITRSR(1,I)=ETRNSR(I)\*YR(I,K)-ETRNSI(I)\*YI(I,K)-ER(I)\*YR(I,K)+EI(I  
1)\*YI(I,K)

IITRSI(1,I)=ETRNSI(I)\*YR(I,K)+ETRNSR(I)\*YI(I,K)-ER(I)\*YI(I,K)-EI(I  
1)\*YR(I,K)

PWRK(K,I)=IITRSR(1,I)\*TTRNSR(I)+IITRSI(1,I)\*ETRNSI(I)

PWRI(K,I)=IITRSI(1,I)\*ETRNSR(I)-IITRSR(1,I)\*ETRNSI(I)

CC WRITE(3,82)K,IITRSR(K,I),IITRSI(K,I),PWRK(K,I),PWRI(K,I)

C82 FORMAT(3X,12,3X,F9.5,F9.5,'U',5X,F9.5,F9.5,'U'//)

85 CONTINUE

CC WRITE(3,23)

C23 FORMAT(//)

RETURN

END

?? VARIABLE ALLOCATION MAP

?? NAME	AT	HEX1	DEC1	HEX2	DEC2	NAML	AT	HEX1	DEC1	HEX2	DEC2
---------	----	------	------	------	------	------	----	------	------	------	------

?? YR	RCU000	00000	0A3E	02703		YI	RCU0A00	02704	151E	05407	
-------	--------	-------	------	-------	--	----	---------	-------	------	-------	--

?? ER	RCU1520	05408	150B	05433		EI	RCU156C	05484	1507	05559	
-------	---------	-------	------	-------	--	----	---------	-------	------	-------	--

?? YLPQR	RCU1508	05560	2047	08263		YLPQI	RCU2048	08264	2A07	10967	
----------	---------	-------	------	-------	--	-------	---------	-------	------	-------	--

PRODUCTION FOR OFFSETEC 5A

12  
11  
10  
9  
8  
7  
6  
5  
4  
3  
2

?? YCR	RCU2AD8	10968	2FE7	12263	YCI	RCU2FE8	12264	34F7	13559
?? LADR	RCU34F8	13560	353F	13631	LOADI	RCU3540	13632	3587	13703
?? EXIPAR	RCU3568	13704	35CF	13775	EXIPYI	RCU3500	13775	3617	13847
?? ETRNSR	RCU3518	13848	3637	13979	ETRNSI	RCU3638	13880	3657	13911
?? PMLCAN	RCU3658	13912	3677	13943	H	RCU3678	13944	3697	13975
?? DMLGA	RCU3698	13976	3687	14007	DELTA	RCU3698	14003	3607	14039
?? TOMPGA	RCU3608	14040	36F7	14071	DTOMEG	RCU36F8	14072	3717	14103
?? TOLLIA	RCU3718	14104	3737	14135	FcFA	RCU3738	14136	3757	14167
?? LINEA	ICU3758	14168	379F	14239	BI	ICU37A0	14240	37E7	14311
?? BF	ICU3768	14312	382F	14383	LONG	RCU3830	14384	3877	14455
?? YSHTR	RCU3878	14456	38DF	14527	YSHTI	RCU38C0	14528	3907	14599
?? ZSLRR	RCU3908	14600	394F	14671	ZSERI	RCU3950	14672	3997	14743
?? DELTAG	RCU3998	14744	4637	17975	SLACK	ICU4638	17976		
?? EPS	RCU463C	17980			N	ICU4640	17984		
?? MAX	ICU4644	17988			M	ICU4648	17992		
?? SHORT	ICU464C	17996			NN	ICU4650	18000		
?? NM	ICU4654	18004			T	RCU4658	18008		
?? F	RCU465C	18012			PI	RCU4660	18016		
?? DELTAT	RCU4664	18020			NL	ICU4668	18024		
?? G	ICU466C	18028			ALFA	RCU4670	18032		
?? KLPR	RCU4674	18036	4686	18107	KLPI	RCU468C	18108	4703	18179
?? KPARR	RCU4704	18160	4748	18251	KPWRI	RCU474C	18252	4793	18323
?? PPARR	RCU4794	18324	4708	18395	PPWRI	RCU47DC	18396	4823	18467
?? IITRSR	RC 4824	18468	5243	21059	IITRSI	RC 5244	21060	5C63	23651
?? PARR	RC 5C64	23652	6383	25923	PARI	RC 6334	25924	6803	27395
?? DFDELTA	RCU6804	27396	6823	27427	YDR	RCU6824	27428	6868	27499
?? YJ1	RCU686C	27560	6868	27571	LF	ICU68D4	27572		
?? TAP	RCU6888	27576	68DF	27615	NT	ICU68E0	27616		
?? MVAB	ICU68E4	27620			OMEGAG	RCU68E8	27624	7987	30855
?? S	I 00005	00006			ITRNSR	R 0000A	00010		
?? ITRNSI	R 0000E	00014			I	I 0012	00018		
?? K	I 0016	00022							

?? FORT-0098 4 UNDEF VAR NAME, INDICATED BY 'U' IN MAP  
 ??SYS-3133 I TRANST MODULE IS CATALOGED AS A SUBROUTINE MEMBER  
 ?? E7S159 IS THE LIBRARY NAME  
 ?? 5 TOTAL NUMBER OF LIBRARY SECTORS  
 ?? 020 CATEGORY NUMBER  
 ??SYS-3135 I TRANST MODULE'S CODE LENGTH IS  
 ?? 524 DECIMAL

TYPE	NAME	DISK ADDR	TOTAL	NUM	TEXT/RECORD	ATTRIBUTES	LINK
S	POWERS	248971/03CC27	15/00CF		96/50	00000000	

?? IBM SYSTEM/34 FORTRAN IV RELEASE 07 81/10/16 21:54

?? 001 TOTAL ERRORS FOR THIS COMPILATION

?? 4 WAS THE HIGHEST SEVERITY

?? 183 DECIMAL IS THE CODE LENGTH OF THE SUBROUTINE MEMBER

??

#PROCESS OBJECT(R,LIB(E75159)),NOSOURCE,NOHALT,MAP

SUBROUTINE POWERS

INTEGER SLACK,S,SHORT,I

REAL KPARR,KPARI,KLPR,KLPI,LOADR,LOADI,H,ITRNSR,ITRNSI,IITRSP,  
IITRSI

COMMON YP(26,26),YI(26,26),SR(19),EI(19),YLPQI(26,26),YLPDI(26,26)

COMMON YCR(18,18),YCI(18,18),LOADR(18),LOADI(18),EXIPWR(18)

COMMON EXIPWI(18),ITRNSR(8),ETRNSI(8),PMECAN(8),H(8)

COMMON OMEGA(8),DELTA(8),TOMEGA(8),DTOMEG(8),IDELTA(8)

COMMON LEEA(8),LINEA(18),BI(18),BF(18),LONG(18),YSHTP(18)

COMMON YSHTI(18),ZERR(18),ZSERI(18),DELTAG(8,101)

COMMON SLACK,IPD,IB,MAX,II

COMMON SHORT,NN,MM,T,F,PI,DELTAI,NL,G,ALFA

COMMON PLEC(18),PELECT(18),KPARR(18),KPARI(18)

COMMON PARR(18),PARI(18),IITRSP(18,36),IITRSI(18,36)

COMMON PWR(26,18),PARI(26,18),DELTA(8)

COMMON TOR(18),YUI(18),LF,LAP(10),NT,MVAB

COMMON OMEGAG(8,101)

CC WRITE(3,8)

CC8 FORMAT(4X,'POTENCIAS MECANICAS Y ELECTRICAS EN GENERADORES'/4X,

CC 1'SEN',3X,'POT.MECANICA',7X,'POT.ELECTRICA'/)

DO 95 I=1,4

K=I+N

PMEC(I)=EXIPWR(I)

PMECAN(I)=PMEC(I)

PELECT(I)=PARR(K,I)

CC WRITE(3,95)K,PMECAN(K),PELECT(K)

CC95 FORMAT(4X,12,4X,F9.5,10X,F9.5/)

96 CONTINUE

CC WRITE(3,23)

CC23 FORMAT(/)

RETURN

END

?? VARIABLE ALLOCATION MAP

?? NAME	AT	HEX1	DEC1	HEX2	DEC2	NAME	AT	HEX1	DEC1	HEX2	DEC2
?? YR	RCU0900	00000	00000	0A8F	02703	YI	RCU0A90	02704	151F	05407	
?? ER	RCU1B20	05408	158B	05483		EI	RCU156C	05484	1587	05559	
?? YLPQR	RCU1568	05560	2047	05263		YLPQI	RCU2048	08264	2AD7	10967	12
?? YCR	RCU2A98	10968	2EF7	12263		YCI	RCU2FE3	12264	34F7	13559	11
?? LOADR	RCU34F8	13560	353F	13631		LOADI	RCU3540	13632	3587	13703	10
?? EXIPWR	RCU3588	13704	35CF	13775		EXIPWI	RCU35D0	13776	3617	13847	9
?? ETRNSR	RCU3618	13848	3637	13679		ETRNSI	RCU3638	13880	3657	13911	8
?? PMECAN	RCU3658	13912	3677	13943		H	RCU3678	13944	3697	13975	7
?? OMEGA	RCU3698	13976	3697	14007		DELTA	RCU36D8	14008	36D7	14039	6

TOMEGA	RCU3608	14040	36F7	14071	DTOMEG	RCU36F8	14072	3717	14103
DELTA	RCU3713	14104	3737	14135	FEEA	RCU3733	14135	3757	14167
LINEA	ICU3754	14168	379F	14239	BI	RCU37A0	14240	37E7	14311
BF	RCU37L3	14312	382F	14383	LUNG	ICU3830	14384	3877	14455
YSHTR	RCU3878	14456	387F	14527	YSHTI	RCU38C0	14528	3907	14599
ZSERR	RCU3953	14600	394F	14671	ZSERI	RCU3950	14672	3997	14743
DELTAG	RCU3998	14744	4537	17975	SLACK	ICU4538	17976		
EPS	RCU4550	17980			N	ICU4540	17984		
MAX	ICU4544	17988			M	ICU4548	17992		
SHORT	ICU454C	17995			NN	ICU4650	18000		
NM	ICU4554	18004			T	RCU4558	18008		
F	RCU455C	18012			PI	RCU4660	18016		
DELTAT	RCU4564	18020			NL	ICU4668	18024		
G	ICU456C	18024			ALFA	RCU4670	18032		
PMEC	RC 4674	18036	4683	18107	PELECT	RC 468C	18108	4703	18179
KPWRR	RCU4704	18180	474B	18251	KPWRI	RCU474C	18252	4793	18323
PPWRK	RCU4794	18324	47DB	18395	PPWRI	RCU479C	18395	4823	18467
IITRSR	RCU4824	18468	5243	21059	IITRSI	RCU5244	21060	5C63	23551
PWRR	RCU5C64	23652	6383	25523	PARI	RCU6394	25524	6303	27395
DFDLTA	RCU6304	27346	6823	27427	YDR	RCU6374	27428	6858	27499
YDI	RCU686C	27500	6883	27571	LF	ICU6834	27572		
TAP	RCU68B8	27576	68DF	27615	NT	ICU68E0	27616		
MVAB	ICU68E4	27620			OMEGAG	RCU68E8	27624	7887	30855
S	I 00005	00006			KLPR	R 0000A	00010		
KLPI	R 0000E	00014			IITRSR	R 00012	00018		
IITRSI	R 00015	00022			I	I 001A	00026		
K	I 001E	00030							

? FORT-0098 4 UNDER VAR NAME, INDICATED BY \* IN MAP  
 ? SYS-3133 1 POWERS MODULE IS CATALOGED AS A SUBROUTINE MEMBER  
 ? E75159 IS THE LIBRARY NAME  
 ? 3 TOTAL NUMBER OF LIBRARY SECTORS  
 ? 020 CATEGORY NUMBER  
 ? SYS-3135 1 POWERS MODULE'S CODE LENGTH IS  
 ? 183 DECIMAL

E75159 MEMBER DATE 81/12/16 TIME 08.08

TYPE	NAME	DISK ADDR	TOTAL	NUM TEXT/RECORD	ATTRIBUTES	LINK
S	DFRILI	218521/03CR20	12/0013	96/60	00000200	1
??	IBM SYSTEM/34 FORTRAN IV RELEASE 07			31/10/16	21:58	
??	001 TOTAL ERRORS FOR THIS COMPILATION					
??	4 WAS THE HIGHEST SEVERITY					
??	430 DECIMAL IS THE CODE LENGTH OF THE SUBROUTINE MEMBER					
??						
#PROCESS OBJECT(R,LIR(E75159)),NOSOURCE,NOHALT,MAP						
SUBROUTINE DFRILI						
INTEGER SLACK,S,SHORT,G						
REAL KPWR,KPPI,KLPR,PLPI,LOADR,LOADI,H,ITRNSP,ITPNSI,IITRSR,						
IITRSI						
COMMON YP(26,26),YI(26,26),EP(19),FI(19),YLPOR(26,26),YLPPI(26,26)						
COMMON YCR(18,18),YCI(18,18),LOADR(18),LOADI(18),EXIPWR(18)						
COMMON EXIPPI(18),ETRSR(8),ETPNSI(8),PMECAN(8),H(8)						
COMMON OMEGA(8),DELTA(8),TOMEGA(8),DTOMEG(8),TDELTA(8)						
COMMON LEEA(8),LINEZ(18),BI(18),PF(18),LONG(18),YSHTR(18)						
COMMON YSHTI(18),ZSERI(18),ZSERI(18),DELTAG(8,101)						
COMMON SLACK,EPS,N,MAX,*						
COMMON SHURT,NN,NT,PI,DELTAI,NL,G,ALFA						
COMMON PSEC(18),PELECT(18),DTOMEG(18),KPPI(18)						
COMMON PPRR(18),PPPI(18),IITRS(18,36),IITRSI(18,36)						
COMMON PWR(26,18),PPI(26,18),DELTA(8)						
COMMON YOR(18),YPI(18),LF,TAP(101),NT,MYAR						
COMMON OMEGAG(8,101)						
CC	WRITE(3,23)					
CC	WRITE(3,1001)					
C1001	FORMAT(4X,'VELOCIDADES DE LAS MAQUINAS Y ANGULOS DE VOLTAJES',1X,					
CC	1'INTERIOS DE GENERADORES'//4X,'GEN',2X,'VARIACION DE VELOCIDAD',					
CC	24X,'VELOCIDAD'//14X,'DTOMEG(T)',12X,'OMEG(T+DT)')					
CC	WRITE(3,23)					
	DO 1010 K=1,N					
	DTOMEG(K)=(F*PI/4(K))*PMECAN(K)-PELECT(K)					
	OMEGA(K)=TOMEGA(K)+DTOMEG(K)*DELTAI					
CC	WRITE(3,1002)K,DTOMEG(K),OMEGA(K)					
C1002	FORMAT(4X,12,8X,F9.5,12X,F9.5)					
	1010 CONTINUE					
CC	WRITE(3,23)					
CC	WRITE(3,1004)					
C1004	FORMAT(4X,'GEN',2X,'VARIACION DE ANGULO',7X,'ANGULO'//14X,					
CC	1'DELTA(T)',12X,'DELTA(T+DT)')//)					
	DO 1015 K=1,N					
	DDELTA(K)=TOMEGA(K)-2.*PI*F					
	DELTA(K)=TDELTA(K)+DDELTA(K)*DELTAI					
CC	WRITE(3,1002)K,DDELTA(K),DELTA(K)					
	1015 CONTINUE					
CC	WRITE(3,23)					
CC	WRITE(3,1020)					
CC	WRITE(3,23)					
C1020	FORMAT(4X,'NUEVOS VOLTAJES DE GENERADORES TRAS LA ADMITANCIA TRANS					
CC	11ENTE'//4X,'GEN',5X,'MAGNITUD',5X,'VOLTAJE TRANSIENTE'//)					

DO 1030 K=1,M

ETRNSR(K)=EFLA(K)\*COS(DELTA(K))

ETRNSI(K)=EFLA(K)\*SIN(DELTA(K))

CC WRITE(3,1025)K,EFLA(K),ETRNSR(K),ETRNSI(K)

C1025 FORMAT(4X,12.5X,F9.5,7X,F9.5,F9.5,'J')

CC WRITE(3,23)

1030 CONTINUE

CC WRITE(3,23)

CC23 FORMAT(//)

RETURN

END

?? VARIABLE ALLOCATION MAP

?? NAME	AT	HEX1	DEC1	HEX2	DEC2	NAME	AT	HEX1	DEC1	HEX2	DEC2
?? YR	RCU0000	00000	00000	0ABF	02703	YI	RCU0A20	02704	151F	05407	
?? ER	RCU1520	05408	1568	05483		EI	RCU156C	05484	1587	05559	
?? YLPQR	RCU1558	05560	2047	08263		YLPJI	RCU2048	08264	2A07	10967	
?? YCR	RCU2A03	10968	2FE7	12263		YCI	RCU2FE8	12264	34E7	13559	
?? LOADR	RCU34F3	13560	353F	13631		LOADI	RCU3540	13632	3587	13703	
?? EXIPAR	RCU3538	13704	35CF	13775		EXIPAI	RCU3500	13776	3617	13847	
?? ETRNSR	RC 3618	13848	3637	13879		ETRNSI	RC 3633	13880	3657	13911	
?? PMECAN	RCU3653	13912	3677	13943		H	RCU3673	13944	3697	13975	
?? OMEGA	RC 3698	13976	3697	14007		DELTA	RC 3698	14008	36D7	14039	
?? DOMECA	RCU3698	14040	36F7	14071		DTOMEG	RC 36F8	14072	3717	14103	
?? TDDELTA	RCU3718	14104	3737	14135		EFLA	RCU3738	14136	3757	14167	
?? LINEA	ICU3758	14168	379F	14239		BI	RCU37A0	14240	37E7	14311	
?? BF	RCU37L8	14312	382F	14383		LONG	ICU3830	14384	3877	14455	
?? YSHTR	RCU3873	14456	388F	14527		YSHTI	RCU38C0	14528	3907	14599	
?? ZSERR	RCU3908	14600	394F	14671		ZSERI	RCU3950	14672	3997	14743	
?? DELTAG	RCU3998	14744	4637	17975		SLACK	ICU4638	17976			
?? EPS	RCU4650	17980				N	ICU4640	17984			
?? MAX	ICU4644	17988				M	ICU4648	17992			
?? SHORT	ICU4640	17996				NN	ICU4650	18000			
?? NA	ICU4654	18004				T	RCU4655	18008			
?? F	RCU465C	18012				PI	RCU4660	18016			
?? DELTAT	RCU4664	18020				NL	ICU4668	18024			
?? G	ICU466C	18028				ALFA	RCU4670	18032			
?? PNEC	RCU4674	18036	460B	18107		PELECT	RCU468C	18108	4703	18179	
?? DTDLTA	RC 4704	18180	474B	18251		KPWRI	RCU474C	18252	4793	18323	
?? PPWR	RCU4704	18324	47DB	18395		PPWRI	RCU470C	18396	4823	18467	
?? IITRSR	RCU4824	18468	5243	21059		IITRSI	RCU5244	21060	5C63	23651	
?? PWR	RCU5C64	23662	6383	25523		PWRI	RCU63B4	25524	6803	27395	
?? DFDLTA	RCU5804	27376	6823	27427		YCR	RCU5824	27428	6863	27499	
?? YDI	RCU586C	27500	6883	27571		LF	ICU68B4	27572			
?? TAP	RCU6838	27576	68DF	27615		NT	ICU68E0	27616			
?? RVAR	ICU6824	27620				OMEGAG	RCU6858	27624	7867	30955	
?? S	I U0008	00008				KPWRR	R U000A	00010			
?? KLPR	R U0007	00014				KLPI	R U0012	00018			
?? ITRNSR	R U0016	00022				IITRSI	R U001A	00026			
?? K	I 001E	00030									

?? FORT-0098 4 UNDEF VAR NAME, INDICATED BY 'U' IN MAP

??SYS-3133 1 DFRTL1 MODULE IS CATALOGED AS A SUBROUTINE MEMBER

?? E75152 IS THE LIBRARY NAME

?? 5 TOTAL NUMBER OF LIBRARY SECTORS

?? 020 CATEGORY NUMBER

??SYS-3135 1 DFRTL1 MODULE'S CODE LENGTH IS



E75159 MEMBER

DATE 81/12/15

TIME 08:09

TYPE	NAME	DISK ADDR	TOTAL	NUM TEXT/RECORD	ATTRIBUTES	LINK
S	DFRTL2	248540/03C04C	20/0014	95/50	00000000	
??	IBM SYSTEM/34 FORTRAN IV RELEASE 07			81/10/16	22:00	
??	001 TOTAL ERRORS FOR THIS COMPILATION					
??	4 WAS THE HIGHEST SEVERITY					
??	524 DECIMAL IS THE CODE LENGTH OF THE SUBROUTINE MEMBER					
??						
*PROCESS	OBJECT(P,LIB('E75159'),X7SOURCE,NOHALT,MAP					
	SUBROUTINE DFRTL2					
	INTEGER SLACK,S,SHORT,G					
	REAL KPWR,KPWR1,KLPP,KLPI,LOADR,LOADI,H,IITRNR,IITRNSI,IITRSR,					
	IITRSI					
	COMMON YR(26,26),YI(26,26),LR(19),EI(19),YLPOR(26,26),YLPDI(26,26)					
	COMMON YCR(18,18),YCI(18,18),LOADR(18),LOADI(18),EXIPWR(18)					
	COMMON EXIPWI(18),ITRNSR(8),ITRNSI(8),PMECAN(8),H(8)					
	COMMON OMEGA(P),DELTA(P),TOMEG(3),DTOMEG(P),TDELTA(P)					
	COMMON LEEA(P),LINEA(18),BI(18),BF(18),LONG(18),YSHTR(18)					
	COMMON YSITI(18),ZSERR(18),ZSERI(18),DFLAG(8,101)					
	COMMON SLACK,EPS,N,MAX,A					
	COMMON SHORT,NM,N,T,F,PI,DELTAT,NL,G,ALFA					
	COMMON PNEC(18),PELECT(18),DTDELTA(18),KPWR1(18)					
	COMMON PWR(18),DFOMEG(18),IITRSR(18,36),IITRSI(18,36)					
	COMMON PWR(26,18),DPMI(26,18),DFDELTA(8)					
	COMMON YCR(18),YCI(18),LF,TAP(10),NT,SVAB					
	COMMON OMEGAG(P,101)					
CC	WRITE(3,23)					
CC	WRITE(3,2022)					
C2002	FORMAT(4X,'VELOCIDAD DE LA MAQUINA Y ANGULO DE VOLTAJE INTERNO DE					
CC	ILUS GENERADORES'//4X,'GEN',2X,'VARIACION DE LA VELOCIDAD',4X,					
CC	2'VELOCIDAD'//14X,'DFOMEG(T)',12X,'OMEGA(T+DT)'//)					
CC	WRITE(3,23)					
	DO 2020 K=1,M					
	DFOMEG(K)=(F*PI/H(K))*(PMECAN(K)-PELECT(K))					
	DFOM=( (DFOMEG(K)+DFOMEG(K))/2.)*DELTAT					
	OMEGA(K)=TOMEGA(K)+DFOM					
CC	WRITE(3,2015)K,DFOMEG(K),OMEGA(K)					
C2015	FORMAT(4X,12,8X,F9.9,12X,F9.5)					
	2020 CONTINUE					
CC	WRITE(3,2025)					
C2025	FORMAT(//4X,'GEN',2X,'VARIACION DE ANGULO',7X,'ANGULO'//14X,					
CC	1'DELTA(T)',12X,'DELTA(T+DT)'//)					
	DO 2050 K=1,M					
	DFDLTA(K)=OMEGA(K)-2.*PI*F					
	DFDL=((DTDELTA(K)+DFDLTA(K))/2.0)*DELTAT					
	DELTA(K)=TDELTA(K)+DFDL					
CC	WRITE(3,2015)K,DFDLTA(K),DELTA(K)					
	2050 CONTINUE					
C	DO 2020 K=NM,NM					
C	DFOMEG(K)=(F*PI/H(K))*(PMECAN(K)-PELECT(K))					
C	DFOM=( (DFOMEG(K)+DFOMEG(K))/2.)*DELTAT					
C	OMEGA(K)=TOMEGA(K)+DFOM					

```

WRITE (3,2015)K,DFOMEG(K),OMEGA(K)
5 FORMAT(4X,1P,5X,F9.5,10X,F9.5)
10 CONTINUE
WRITE(3,2J)
WRITE(3,2072)
10 FORMAT(1X,'NOUVUS VOLTAJES TRAS LA ADMITANCIA TRANSIENTE'//4X,
1'GEN',5X,'MAGNITUD',9X,'VOLTAJE TRANSIENTE'//)
WRITE(3,23)
DO 2000 K=1,4
ETRNSR(K)=EEEA(K)*COS(DELTA(K))
ETRNSI(K)=ELEA(K)*SIN(DELTA(K))
WRITE(3,2075)K,EEEA(K),ETRNSR(K),ETRNSI(K)
5 FORMAT(4X,12,6X,F9.5,7X,F9.5,F9.5,'J')
10 CONTINUE
DO 100 K=1,N
L=K-N
DELTA(K,G)=DELTA(K)*57.29578
CONTINUE
OMEGAN=2.0*PI*F
DO 101 K=1,N
L=K-N
OMEGAG(K,G)=OMEGA(K)/OMEGAN
CONTINUE
WRITE(3,23)
FORMAT(//)
RETURN
END

```

## VARIABLE ALLOCATION MAP

AME	AT	HEX1	DEC1	HEX2	DEC2	NAME	AT	HEX1	DEC1	HEX2	DEC2
R	RCU0000	00000	00000	0A8F	02703	YI	RCU0A90	02704	151F	05407	
R	RCU1520	05408	156B	05433		EI	RCU156C	05484	1587	05559	
LPOR	RCU1588	05560	2047	08263		YLPQI	RCU2043	08264	2AD7	10967	
CR	RCU2AD3	10958	2FE7	12263		YCI	RCU2FE8	12264	34F7	13559	
OADR	RCU34FB	13560	353F	13631		LOADI	RCU3540	13632	3587	13703	
XIPAR	RCU3563	13704	35CF	13775		EXIPAI	RCU35D0	13776	3617	13847	
TRNSR	RC 3618	13848	3637	13679		ETRNSI	RC 3638	13880	3657	13911	
MECAN	RCU3653	13912	3677	13943		H	RCU3678	13944	3697	13975	
MEGA	RC 3698	13976	3697	14007		DELTA	RC 3698	14008	36D7	14039	
OMEGA	RCU36D8	14040	36F7	14071		OTOMEG	RCU36FB	14072	3717	14103	
DELTA	RCU3718	14104	3737	14135		EEEA	RCU3738	14136	3757	14167	
INEA	ICU3753	14168	379F	14239		BI	RCU37A0	14240	37E7	14311	
F	RCU37E3	14312	382F	14383		LONG	ICU3830	14384	3877	14455	
SHTR	RCU3873	14456	38DF	14527		YSHTI	RCU38C0	14528	3907	14599	
SERK	RCU3903	14600	394F	14671		ZSERI	RCU3950	14672	3997	14743	
ELTAG	RC 3998	14744	4637	17975		SLACK	ICU4638	17976			
PS	RCU463C	17980				N	ICU4640	17984			
AX	ICU4644	17988				M	ICU4648	17992			
HURT	ICU464C	17996				NN	ICU4650	18000			
1	ICU4654	18004				T	RCU4658	18008			
	RCU465C	18012				PI	RCU4660	18016			
LTAT	RCU4664	18020				NL	ICU4668	18024			
	ICU466C	18028				ALFA	RCU4670	18032			
LEC	RCU4674	18036	468B	18107		DELECT	RCU468C	18108	4703	18179	
DLTA	RCU4704	18160	4743	18251		KPWRI	RCU474C	18252	4793	18323	
PWRK	RCU4724	18324	47D6	18395		DFOMEG	RC 47DC	18396	4823	18467	

ITRBR	RCU4924	18468	5243	21059	IITRSI	RCU5244	21060	5053	23651
WRP	RCU5064	23552	6315	25523	PWPI	RCU63B4	27424	6903	27395
FDLTA	RC 0B04	27396	6B23	27427	YOR	RCU6B24	27428	6P6B	27499
OI	RCU6B6C	27500	6P83	27571	LF	ICU5B84	27572		
AP	RCU6B3B	27575	6BDF	27515	NT	ICU5BF0	27515		
VAB	ICU6B24	27520			OMEGAS	RC 6BEB	27624	7887	30855
	I U0006	00006			KPWRR	R U000A	00010		
LPR	R U000F	00014			KLPI	R U0012	00014		
TRNSR	R U0016	00022			IITRSI	R U001A	00026		
	I 001E	00030			DFGM	R 0022	00034		
FDL	R 0026	00033			OMEGAN	R 002A	00042		

DRT-0098 4 UNDEF VAR NAME, INDICATED BY 'U' IN MAP  
 S-3133 I DFRTL2 MODULE IS CATALOGED AS A SUBROUTINE MEMBER  
 E75157 IS THE LIBRARY NAME

6 TOTAL NUMBER OF LIBRARY SECTORS

020 CATEGORY NUMBER

S-3135 I DFRTL2 MODULE'S CODE LENGTH IS  
 624 DECIMAL

E75159 MEMBER DATE 31/12/16 TIME 08.09

TYPE	NAME	DISK ADDR	TOTAL	NUM TEXT/RECORD	ATTRIBUTES	LINK
S	GRAF1	248776/03C0CB	25/0019	96/60	00000000	

```
?? IBM SYSTEM/34 FORTRAN IV RELEASE 07 81/10/16 21:44
```

```
?? 001 TOTAL ERRORS FOR THIS COMPILATION
```

```
?? 4 WAS THE HIGHEST SEVERITY
```

```
?? 2533 DECIMAL IS THE CODE LENGTH OF THE SUBROUTINE MEMBER
```

```
??
```

```
*PROCESS OBJECT(R,L17(E75159)),NOHALT,MAP
```

```
C SUBROUTINA PARA GRAFICAR Y ESCALAR UN ARREGLO DE 5*100
```

```
 SUBROUTINE GRAF1(N,NF,MAX)
```

```
 INTEGER SLACK,S,SHORT,BI,BF,G
```

```
 REAL KPARR,KPARI,KLPR,KLPI,LCADR,LOADI,H,ITRNSP,ITRNSI,IITRSR,  
 IITRSI,LONG
```

```
 COMMON YR(26,26),YI(26,26),LR(19),FI(19),YLPOR(26,26),YLPDI(26,26)
```

```
 COMMON YCR(18,18),YCI(18,18),LCADR(18),LOADI(18),EXIPWR(18)
```

```
 COMMON EXIPWI(18),ETRNSR(8),ETRNSI(8),PMSCAN(8),H(8)
```

```
 COMMON OMEGA(8),DELTA(3),TOMEGA(8),DTOMEG(8),TDELTA(3)
```

```
 COMMON LEEA(8),LINEA(18),BI(18),BF(18),LONG(18),YSHTR(18)
```

```
 COMMON YSHTI(18),ZSERR(18),ZSERI(18),DELTAG(8,101)
```

```
 COMMON SLACK,LPS,N,MAXX,MM
```

```
 COMMON SHORT,NI,NI,T,F,PI,DELTAT,RL,G,ALFA
```

```
 COMMON ITRNSP(18),ITRNSI(18),KPARR(18),KPARI(18)
```

```
 COMMON PPARR(18),PPARI(18),ZTRNSR(18,35),ZTRNSI(18,36)
```

```
 COMMON PARR(26,18),PARI(26,18),DFDLTA(8)
```

```
 COMMON YOR(18),YOI(18),LF,TAP(10),NT,MVAR
```

```
 COMMON OMEGAG(8,101)
```

```
 DIMENSION LINE(101),L(11),JL(8)
```

```
 WRITE(3,150)N,S
```

```
150 FORMAT(10X,'NUMERO DE GRAFICOS',9X,15/10X,
```

```
1'VALORES GRAFICADOS',12X,15/)
```

```
 DATA JL(1),JL(2),JL(3),JL(4),JL(5),JL(6),JL(7),JL(8)/'A','B','C',
```

```
1'D','E','F','G','H'/,JN,JP,JI,J8,JZ/'-','+',',',' ','S'/
```

```
 NS=MAX
```

```
 T=0.0
```

```
 IF(NS.NE.999)GO TO 19
```

```
C REESCALE DATOS PARA CUBRIR TODO EL RANGO ORDINARIO
```

```
 NS=100
```

```
 YMAX=-1.E+50
```

```
 YMIN=1.E+50
```

```
 DO 16 J=1,N
```

```
 DO 16 I=1,NF
```

```
 IF(DELTAG(J,I).GT.YMAX)YMAX=DELTAG(J,I)
```

```
 IF(DELTAG(J,I).LT.YMIN)YMIN=DELTAG(J,I)
```

```
16 CONTINUE
```

```
 RANGE=YMAX-YMIN
```

```
 TEMP=100./RANGE
```

```
 DO 13 J=1,M
```

```
 DO 14 I=1,NF
```

```
14 DELTAG(J,I)=(DELTAG(J,I)-YMIN)*TEMP
```

```
13 WRITE(3,15)JL(J),YMIN,YMAX,RANGE*
```

```
15 FORMAT(1X,'GRAFICO',1X,A1,' DE',F10.3,' A',F10.3,' RANGO =',
```

IF(10.3)

WRITE(3,15)

18 FORMAT( )  
 19 DO 20 I=1,101  
 20 LINE(1)=J5

N=1

C IMPRIMA ESCALA ORDINARIA  
 FACT=(YMAX-YMIN)/10.0+0.5

L(1)=YMIN

DO 23 I=2,11

K=I-1

23 L(I)=L(K)+FACT

CC DO 23 I=1,11

CC23 L(I)=10\*I-110+NS

WRITE(3,25)(L(I),I=1,11)

25 FORMAT(1X,'TIEMPO',10(14,6X),14,2X,'VALORES-A')

GO TO 28

27 IF((N-1)/10-(N-2)/10)37,37,28

C CONSTRUYA ESCALA GRAFICA ORDINARIA

28 ND=0

DO 34 I=1,10

ND=ND+1

LINE(ND)=J9

DO 34 J=1,9

ND=ND+1

34 LINE(ND)=JN

LINE(101)=J9

GO TO 39

C CONSTRUYA UNA LINEA DE ABSCISA GRAFICA

37 DO 38 I=1,101,10

38 LINE(I)=J1

C CAMBIE LOS VALORES NUMERICOS A LETRAS

39 IF(N.GI.NE)GO TO 100

DO 49 I=1,M

XNS=NS

JA=DELTA6(I,N)+101.499999-XNS

IF(JA-101)43,43,44

43 IF(JA)46,46,45

44 LINE(101)=JZ

GO TO 49

45 LINE(1)=JZ

GO TO 49

48 LINE(JA)=JL(1)

49 CONTINUE

C IMPRIMA LINEA DE DATOS

GO TO 103

100 IF((N-1)/10-(N-2)/10)101,101,102

102 WRITE(3,53)I,LINE

GO TO 57

101 WRITE(3,56)I,LINE

GO TO 57

103 IF(N.EQ.1)GO TO 51

IF((N-1)/10-(N-2)/10)55,55,51

51 NI=N-1

DELTA6(1,N)=DELTA6(1,N)/TEMP+YMIN

```

WRITE(3,53)T,LINE,DELTA(1,N)
53  FORMAT(2X,F9.3,2X,101A1,1X,F9.3)
    GO TO 57
55  DELTA(1,N)=DELTA(1,N)/TEMP+YMIN
    WRITE(3,55)I,LINE,DELTA(1,N)
56  FORMAT(3X,F9.3,1X,101A1,1X,F9.3)
C   COLUQUE VARIABLES DE LINEA A CERO
57  DO 33 I=1,101
58  LINE(I)=JB
    N=N+1
    T=T+DELTA
    IF(N-101)27,27,61
61  RETURN
    END

```

VARIABLE ALLOCATION MAP												
??	NAME	AT	HEX1	DEC1	HEX2	DEC2	NAME	AT	HEX1	DEC1	HEX2	DEC2
??	M	I	0006	00006			NF	I	000A	00010		
??	MAX	I	000E	00014			YR	RCU0000	00000	0A3F	02703	
??	YI	RCU0A90	02704	151F	05407		ER	RCU1520	05403	1563	05483	
??	EI	PCU156C	05464	1597	05559		YLPQR	RCU1588	05560	2047	04263	
??	YLPQI	RCU2043	08264	2A07	10967		YCR	RCU2A03	10958	2FE7	12263	
??	YCI	RCU2FE8	12264	34F7	13559		LOADR	RCU34F8	13560	353F	13631	
??	LOADI	RCU3540	13632	3587	13703		EXIPWR	RCU3588	13704	35CF	13775	
??	EXIPAI	RCU35D0	13776	3617	13847		ETRNSR	RCU3618	13848	3637	13879	
??	ETRNSI	RCU3638	13880	3657	13911		PMECAN	RCU3658	13912	3677	13943	
??	H	RCU3678	13944	3697	13975		OMEGA	RCU3698	13976	3687	14007	
??	DELTA	RCU3688	14008	36D7	14039		TOMEGA	RCU36D8	14040	36F7	14071	
??	DTOMEG	RCU36F8	14072	3717	14103		TDELTA	RCU3718	14104	3737	14135	
??	EEEA	RCU3738	14136	3757	14167		LINEA	ICU3758	14168	379F	14239	
??	BI	ICU37A0	14240	37E7	14311		BF	ICU37E8	14312	382F	14383	
??	LONG	RCU3830	14384	3877	14455		YSHTR	RCU3873	14456	388F	14527	
??	YSHTI	RCU38C0	14528	3907	14599		ZSERP	RCU3908	14500	324F	14671	
??	ZSERI	RCU3950	14672	3997	14743		DELTA	RC 3998	14744	4637	17975	
??	SLACK	ICU4638	17976				EPS	RCU463C	17980			
??	N	IC 4	17984				MAXX	ICU4644	17988			
??	M1	ICU4648	17992				SHORT	ICU464C	17996			
??	NV	ICU4650	18000				NM	ICU4654	18004			
??	I	RC 4653	18008				F	RCU465C	18012			
??	PI	RCU4660	18016				DELTA	RCU4664	18020			
??	NL	ICU4668	18024				G	ICU466C	18028			
??	ALFA	RCU4670	18032				ITRNSR	RCU4674	18036	4683	18107	
??	ITRNSI	RCU468C	18108	4703	18179		KPWRR	RCU4704	18180	4748	18251	
??	KPWRI	RCU474C	18252	4793	18323		PPWRR	RCU4794	18324	47D8	18395	
??	P2ARI	RCU47DC	18326	4823	18457		ZTRNSR	RCU4824	18468	5243	21059	
??	ZTRNSI	RCU5244	21060	5C63	23651		PWRR	RCU5C64	23652	6383	25523	
??	PWRI	RCU63B4	25524	5B03	27395		DFDLTA	RCU6304	27396	6823	27427	
??	YDR	RCU6324	27428	5B6D	27499		YOI	RCU6B6C	27500	6883	27571	
??	LF	ICU6804	27572				TAP	RCU6838	27576	68DF	27615	
??	NT	ICU68E0	27616				MVAB	ICU68E4	27620			
??	OMEGAG	RCU68E8	27624	7887	30655		JL	I 0012	00018	0031	00049	
??	JN	I 0032	00050				JP	I 0036	00054			
??	JI	I 003A	00058				JB	I 003E	00062			
??	JZ	I 0042	00066				S	I 0046	00070			
??	KLPR	R 004A	00074				KLPI	R 004E	00078			
??	IITRSR	R 0052	00082				IITRSI	R 0056	00086			

?? LINE	I	005A	00090	01ED	00493	L	I	01EE	00494	0219	00537
?? NS	I	021A	00533			YMAX	R	021E	00542		
?? YMIU	R	0222	00546			J	I	0225	00550		
?? I	I	022A	00554			RANGE	R	022E	00553		
?? IFMP	R	0232	00562			FACT	R	0235	00566		
?? K	I	023A	00570			ND	I	023E	00574		
?? XNS	R	0242	00578			JA	I	0246	00582		
?? NI	I	024A	00586								

?? FORT-0078 4 UNDEF VAR NAME, INDICATED BY 'U' IN MAP

??SYS-3133 I GRAF1 MODULE IS CATALOGED AS A SUBROUTINE MEMBER

?? E75159 IS THE LIBRARY NAME

?? 14 TOTAL NUMBER OF LIBRARY SECTORS

?? 020 CATEGORY NUMBER

??SYS-3135 I GRAF1 MODULE'S CODE LENGTH IS

?? 2533 DECIMAL

## SIMBOLOGIA

El significado de cada variable utilizada en el programa es el siguiente:

YR, YI	Parte real e imaginaria de los elementos de la matriz admitancia de barra.
ER, EI	Parte real e imaginaria del voltaje de barra.
YLPQR, YLPQI	Parte real e imaginaria de los parámetros de línea - YLPQ.
YCR, YCI	Parte real e imaginaria de la admitancia capacitiva a tierra $Y_{1/2}$ .
LOADR,LOADI	Parte real e imaginaria de la carga en barra.
EXIPWR, EXIPWI	Parte real e imaginaria de la potencia generada en cada barra.
ETRNSR,ETRNSI	Parte real e imaginaria del voltaje tras la reactancia transiente de la máquina.
PMECAN	Potencia mecánica de entrada de generadores.
H	Constante de inercia de los generadores.
OMEGA	Velocidad de la máquina.
DELTA	Angulo del voltaje interno.
LINEA	Indica el número de la línea del sistema de potencia.
BI	Barra inicial



BF	Barra final.
YSHTR,YSHTI	Parte real e imaginaria de la admitancia ( $Y'$ ) de la línea.
ZSERR, ZSERI	Parte real e imaginaria de la impedancia en serie de la línea.
SLACK	Barra de oscilación.
EPS	Error permitido.
N	Número de barra del sistema.
MAX	Máximo número de iteraciones.
M	Número de generadores del sistema.
SHORT	Barra en que ocurre el disturbio.
T	Tiempo.
F	Frecuencia .
PI	Constante = 3.1416.
DELTAT	Intervalo de tiempo.
NL	Número de línea del sistema.
ALFA	Factor de aceleración
ITRNSR, ITRNSI	Parte real e imaginaria de la corriente transiente de la máquina.
PPWRR, PPWRI	Parte real e imaginaria de la potencia neta en barras.
ZTRNSR, ZTRNSI	Parte real e imaginaria de la impedancia transiente de la máquina.
PWRR, PWRI	Parte real e imaginaria del flujo de potencias en líneas.

YOR, YOI	Parte real e imaginaria de la admitancia que representa la carga.
TAP	Tap de los transformadores.
MVAB	Base del sistema.
S	Barra donde ocurre el disturbio.
KLPR, KLPI	Parte real e imaginaria de los parámetros de barra.
TDES	Tiempo de despeje del disturbio.
TMAX	Tiempo máximo del estudio.
KLE	Valor que indica el tipo de falla a analizar.

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

1. ANDERSON P., ANALISIS OF FAULTED POWER SYSTEM, ISUP, 1973.
2. CRARY S., POWER SYSTEM STABILITY, GENE, 1945.
3. ELGERD O., ELECTRIC ENERGY SYSTEM THEORY, MCGRAW-HILL, 1971.
4. KIMBARK E., POWER SYSTEM STABILITY, JOHN WILEY, 1950, VOL. I.
5. McCracken D., METODOS NUMERICOS Y PROGRAMACION FORTRAN IV, LIMUSA-WILEY, 1971.
6. RALSTON A., INTRODUCCION AL ANALISIS NUMERICO, LIMUSA - WILEY, 1970.
7. STAGG AND EL-ABIAD, COMPUTER METHODS IN POWER SYSTEM ANALYSIS, MCGRAW-HILL, 1970.
8. STANTON R., NUMERICAL METHODS FOR SCIENCE AND ENGINEERING, PRENTICE-HALL, 1967.
9. STEVENSON W., ELEMENTS OF POWER SYSTEM ANALYSIS, MCGRAW-HILL, 1962.
10. VENIKOV V., TRANSIENT PHENOMENA IN ELECTRICAL POWER SYSTEMS, PERGAMON PRESS, 1974.

.....