

ESCUELA SUPERIOR  
POLITECNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería Eléctrica y de Computación

“Análisis de la estabilidad transiente  
en sistemas de potencia aplicando  
las herramientas computacionales:  
ANAREDE Y ANATEM”

TESIS DE GRADO

Previa a la obtención del título de:

INGENIERO EN ELECTRICIDAD

Presentada por:

Nahin Franco Muñoz  
Diego Tigreros Castillo  
Luis Vasquez Montero

GUAYAQUIL - ECUADOR  
1998

## DECLARACION EXPRESA

“ La responsabilidad por los derechos, ideas y doctrinas expuestas en esta tesis, nos corresponde exclusivamente; y, el patrimonio intelectual de la misma, a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL”

---

LUIS VASQUEZ MONTERO

---

DIEGO TIGRERO CASTILLO



---

NAHIN FRANCO MUÑOZ

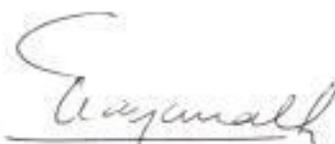
## TRIBUNAL



---

ING. ARMANDO ALTAMIRANO

Sub-Decano de la Facultad  
de Ingeniería Eléctrica



---

ING. JOSE LAYANA CH.

Director de Tesis



---

ING. GUSTAVO BERMUDEZ F.

Miembro del Tribunal



---

ING. JORGE CHIRIBOGA V.

Miembro del Tribunal

## **DEDICATORIA**

A Dios, a nuestros padres y familia,  
por la confianza y sacrificio puesta  
de manifiesto para la culminación de  
nuestra carrera.

## RESUMEN

El trabajo realizado consta de dos partes, la primera donde se presentan varios conceptos que describen el problema de la estabilidad transiente en sistemas de potencia, se revisa las funciones de un sistema de excitación, la representación de los sistemas de excitación, de control de velocidad, del control de frecuencia, así como también las diferentes formas de representación de las cargas.

En la segunda parte se realiza la descripción de las herramientas computacionales para el análisis de la estabilidad de sistemas de potencia; en esta parte se explican las características de los programas ANAREDE y ANATEM, la forma en que deben de estructurarse las bases de datos para representar los diferentes componentes de un sistema de potencia, los diferentes archivos de salida de resultados, y la forma de ejecutar los programas. Finalmente, se analiza las características de las herramientas computacionales y la ventaja de utilizarlas en el análisis de los sistemas de potencia.

# INDICE GENERAL

Páginas

RESUMEN

INDICE GENERAL

INDICE DE FIGURAS

INTRODUCCION

## I. GENERALIDADES DEL PROBLEMA DE ESTABILIDAD

EN SISTEMAS DE POTENCIA .....	1
1.1 INTRODUCCION.....	2
1.1.1. Sistemas de control.....	4
1.1.2. Estados de operación de un sistema.....	6
1.1.3. Criterio de diseño y operación de un sistema.....	8
1.1.4. Características de una máquina sincrónica.....	8
1.2. EL PROBLEMA DE LA ESTABILIDAD EN SISTEMAS DE POTENCIA .....	9
1.2.1. La estabilidad transiente .....	11
1.2.2. Factores que influyen en la estabilidad transitoria.....	12
1.2.3. Estabilidad de voltaje.....	13
1.3. REPRESENTACION DE UN SISTEMA DE POTENCIA.....	14
1.3.1. Respuesta oscilatoria del generador.....	17
1.3.2. Ecuación de oscilación.....	19
1.3.3. Métodos de integración numérica.....	20
1.4. EL CONTROL DE LA ESTABILIDAD EN SISTEMAS DE POTENCIA .....	24
1.4.1. Control de potencia activa.....	24

1.5.1. Despeje de la falla a alta velocidad.....	29
1.5.2. Reducción de la reactancia del sistema de transmisión.....	29
1.5.3. Frenado dinámico.....	30
1.5.4. Conexión de un reactor.....	30
1.5.5. Circuitos interruptores de operación de polo independiente.....	30

## II. SISTEMAS DE EXCITACIÓN

2.1. INTRODUCCION.....	32
2.2. ELEMENTOS DE UN SISTEMA DE EXCITACIÓN.....	33
2.2.1. Excitador.....	33
2.2.2. Regulador.....	33
2.2.3. Transductor de voltaje terminal y compensador de carga.....	33
2.2.4. Estabilizador .....	33
2.2.5. Circuitos limitadores y de protección.....	33
2.3. TIPOS DE SISTEMAS DE EXCITACION.....	34
2.3.1. Sistema de excitación DC.....	34
2.3.2. Sistema de excitación AC.....	34
2.3.3. Sistema de excitación estática.....	35
2.4. REPRESENTACION DEL SISTEMA DE EXCITACIÓN.....	35
2.4.1. Componentes del sistema de excitación.....	35
2.4.2. Devanado de excitación DC.separadamente excitado .....	36
2.4.3. Devanado de excitación DC autoexcitado.....	38
2.4.4. Modelo de un sistema de excitación completo.....	39
2.5. GOBERNADOR Y CONTROL DE FRECUENCIA.....	40
2.6. REPRESENTACIÓN DE LA CARGA EN ESTUDIOS DE ESTABILIDAD .....	42
2.6.1. Modelos de carga .....	43
a) Modelo de carga estática .....	43

b) Modelo de carga dinámica .....	44
2.6.2. Representación matemática de las cargas .....	45
a) Modelo exponencial .....	45
b) Modelo polinomial .....	46
2.6.3. Adquisición de parámetros para modelos de carga .....	48
a) Aproximaciones basadas en mediciones .....	48
b) Aproximaciones basadas en los componentes .....	49

### III. DESCRIPCIÓN DE LAS HERRAMIENTAS COMPUTACIONALES

ANAREDE Y ANATEM .....	49
3.1. INTRODUCCIÓN .....	52
3.2. DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA .....	53
3.2.1. Generalidades del programa para flujo de carga .....	53
3.2.2. Descripción del programa ANATEM .....	55
3.3. ESTRUCTURACIÓN DE LA BASE DE DATOS PARA EL ANÁLISIS TRANSITORIO .....	56
3.3.1. Especificación de títulos .....	57
3.3.2. Direccionamiento de archivos utilizados en el programa <i>ANATEM</i> .....	57
3.3.3. Direccionamiento del caso de flujo de potencia generado en el programa <i>ANAREDE</i> que se graba .....	58
3.3.4. Representación de generadores .....	59
a) Modelo clásico (MD01) .....	59
b) Modelo completo .....	61
i) Generador con polos salientes (MD02) .....	61
ii) Generador con rotor cilíndrico (MD03) .....	63
3.3.5. Representación de reguladores de tensión .....	65
a) Modelos internos del programa .....	66

b) Representación utilizando controladores definidos por el usuario (CDU) .....	67
3.3.6. Representación de cargas en el sistema .....	69
3.3.7. Asociación de generadores con los modelos de máquina y sistemas de control .....	71
3.3.8. Representación de relés .....	73
3.3.9. Representación de eventos en el sistema .....	74
3.3.10. Especificación de datos para la realización de simulaciones de eventos .....	76
3.3.11. Especificación del formato de datos para obtener salidas gráficas .....	76
3.3.12. Activación de la simulación del caso de estabilidad .....	78
3.3.13. Finalización de la ejecución del programa .....	78
3.4. EJECUCIÓN DEL PROGRAMA ANATEM .....	78
IV. ANALISIS DE LA ESTABILIDAD TRANSIENTE DE UN SISTEMA DE POTENCIA .....	80
4.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE POTENCIA .....	81
4.2 DATOS DE LOS GENERADORES .....	82
4.3 DATOS DE LAS CARGAS .....	82
4.4 DATOS DE LAS LINEAS Y SUBESTACIONES .....	83
4.5 FLUJO DE CARGA PARA DEMANDA MAXIMA .....	83
4.6 ANALISIS DE LA ESTABILIDAD TRANSIENTE .....	85
4.6.1. Generalidades .....	85
4.6.2. Análisis de estabilidad ante una falla trifásica .....	86
4.6.3. Análisis de la estabilidad ante la pérdida de generación .....	89
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	95

## INDICE DE FIGURAS

	Páginas
Figura 1.1 Elementos básicos de un sistema de potencia.	3
Figura 1.2 Elementos básicos de un sistema de control.	5
Figura 1.3 Estados de operación del sistema de potencia.	7
Figura 1.4 Respuestas de ángulo de rotor frente a diferentes disturbios	11
Figura 1.5 Generador conectado a una carga.	12
Figura 1.6 Sistema radial simple	14
Figura 1.7 Circuito equivalente del sistema en estudio.	15
Figura 1.8 Diagrama fasorial.	16
Figura 1.9 Curva de potencia activa.	17
Figura 1.10 Característica del ángulo de potencia.	18
Figura 1.11 Respuesta oscilatoria del generador.	19
Figura 1.12 Aplicación del método de Euler.	22
Figura 1.13 Diagrama de bloques de la respuesta del generador para cambios de carga, en función de la potencia.	26
Figura 1.14 Diagrama de bloque de la respuesta del generador en función del torque.	26
Figura 2.1 Diagrama de bloque de un sistema de excitación de un generador sincrónico.	34
Figura 2.2 Excitador DC separadamente excitado.	36
Figura 2.3 Curva carga – saturación del excitador.	37
Figura 2.4 Diagrama de bloque del excitador DC.	38
Figura 2.5 Excitador DC autoexcitado.	38
Figura 2.6 Tstructura de un modelo detallado de un sistema de excitación.	40
Figura 2.7 Variación de la frecuencia con la potencia de entrada.	41
Figura 2.8 Configuración de un sistema de potencia.	43
Figura 2.9 Modelo compuesto de carga estática y dinámica.	43
Figura 2.10 Componentes basados en modelos aproximados .	44

Figura 3.1.- Diagrama de oscilación electromecánica	57
Figura 3.2.- Diagrama de las ecuaciones de oscilación electromecánica.	59
Figura 3.3.- Diagrama de las ecuaciones de oscilación electromecánica	61

## INTRODUCCION

La estabilidad transiente en sistemas de potencia es un factor importante que se debe tomar en cuenta en la planificación de los sistemas de potencia y en su mantenimiento cuando estos están sujetos a modificaciones; tales como, incremento de la carga o variaciones en sus características. Este tipo de estudio permite ofrecer una mayor confiabilidad y continuidad en el servicio, ya que el análisis se realiza mediante simulaciones de diferentes eventos que podrían presentarse durante una operación normal o falla del sistema de potencia.

La operación normal de los sistemas de potencia se ve afectada cuando que se presentan variaciones considerables en los ángulos de los rotores, flujos de potencia, voltajes de barras, y otras variables del sistema. Además la estabilidad del sistema se ve influenciada por la característica no lineal de los sistemas de potencia y las características de las respuestas de sus equipos y sistemas de control.

El objetivo del análisis de la estabilidad es determinar los efectos que producen contingencias extremas sobre el sistema y definir la amplitud de la expansión del disturbio.

**CAPITULO I**

**GENERALIDADES DEL PROBLEMA DE ESTABILIDAD**

**EN SISTEMAS DE POTENCIA**

## 1.1. INTRODUCCION

Los sistemas eléctricos de potencia varían en estructuras, tamaño y componentes, sin embargo, todos ellos tienen iguales características básicas.

Estos sistemas son trifásicos en corriente alterna y operan esencialmente a voltaje constante, la carga industrial puede ser trifásica ó monofásica, la residencial y la carga comercial está distribuida equitativamente entre las fases para balancear el sistema trifásico.

La transmisión de potencia se realiza a distancias significativas para entregar energía que requieren los consumidores en una área determinada. El sistema de transmisión comprende subsistemas que operan a diferentes niveles de voltaje.

En la figura 1.1 se ilustran los elementos básicos de un sistema de potencia. La potencia eléctrica es producida por una central de generación ( CG ) y se transmite a los consumidores a través de componentes individuales, como : las líneas de transmisión, transformadores, dispositivos de interrupción y control.

**El sistema de transmisión.-** Es aquel que interconecta todas las centrales de generación y los centros de carga del sistema, estos sistemas operan a niveles altos de voltaje ( 230KV ). En la práctica el sistema de transmisión se clasifica en los siguientes subsistemas:

- Sistema de sub-transmisión.
- Sistema de distribución.

**El sistema de subtransmisión.-** Este transmite potencia en pequeñas cantidades desde la subestación de transmisión a las subestaciones de distribución, los grandes consumidores industriales son alimentados directamente de un sistema de subtransmisión.

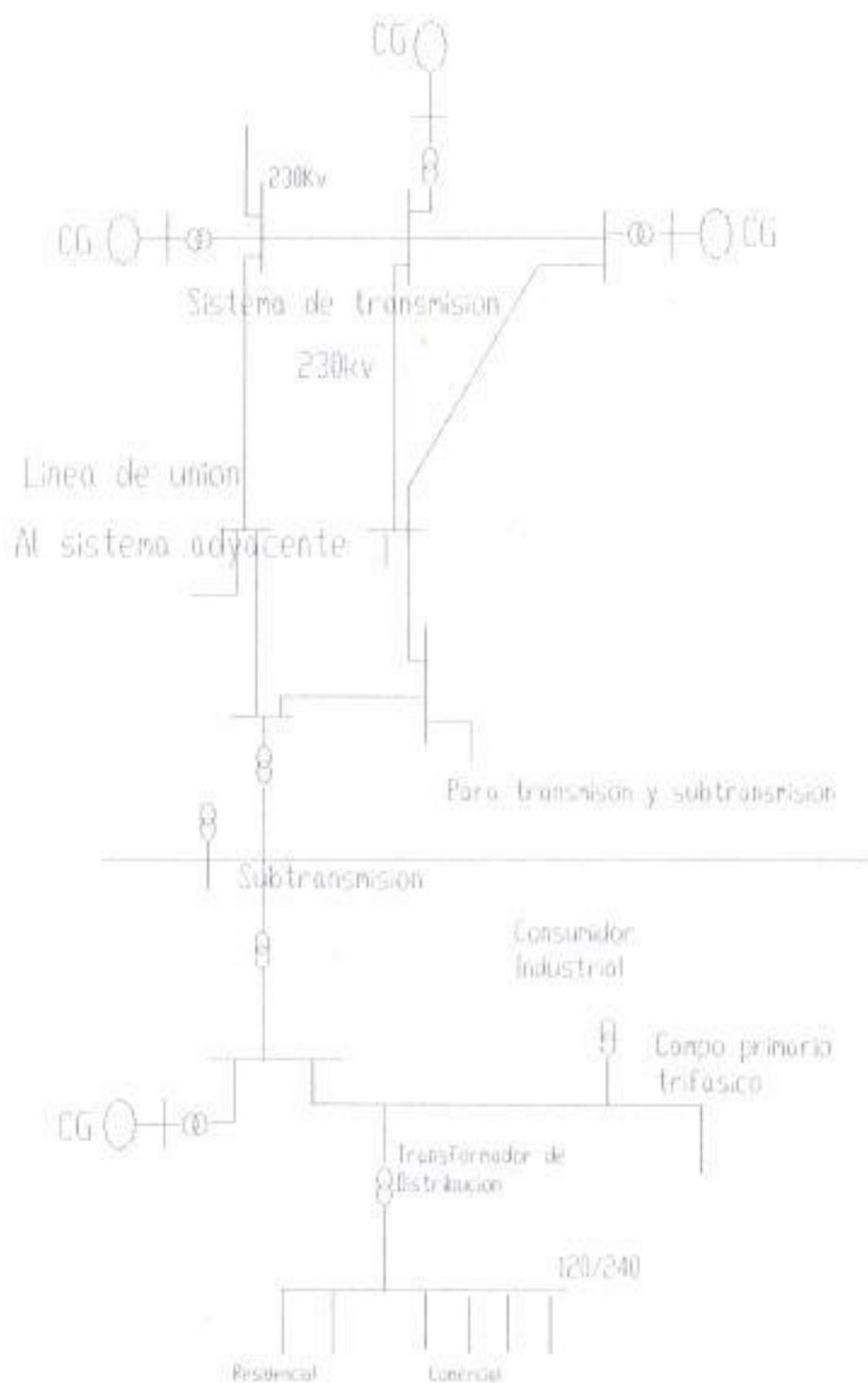


Figura 1.1.- Elementos básicos de un sistema de potencia.

**El sistema de distribución.-** Representa el tramo final de la transferencia de potencia a los consumidores individuales. El voltaje de distribución primario es de 13.8 KV, para los consumidores de la pequeña industria, y el voltaje de distribución secundario para los consumidores residenciales y comerciales es a 120/ 240 voltios.

### 1.1.1. Sistemas de control

Los sistemas de potencia requieren tener sistemas de control que le permiten mantener una operación normal ante diferentes variaciones que se presentan, los dispositivos básicos en un sistema de control se presentan en la figura 1.2

Como se observar en la figura 1.2, la unidad de control de generación es el principal control del sistema de potencia y esta formado por el sistema de excitación y el control de velocidad, así como también las variables del sistema de alimentación de energía como son presión, temperatura y flujos.

La función del control de excitación es regular el voltaje y la potencia reactiva de salida, la generación de potencia de salida del generador esta determinada por el control del sistema.

El principal propósito de este control es realizar el balance total entre el sistema de generación, la carga y el intercambio de potencia con el sistema adyacente.

El control de transmisión de energía se encarga de regular los voltajes en las barras y la potencia transmitida, dentro de límites aceptables.

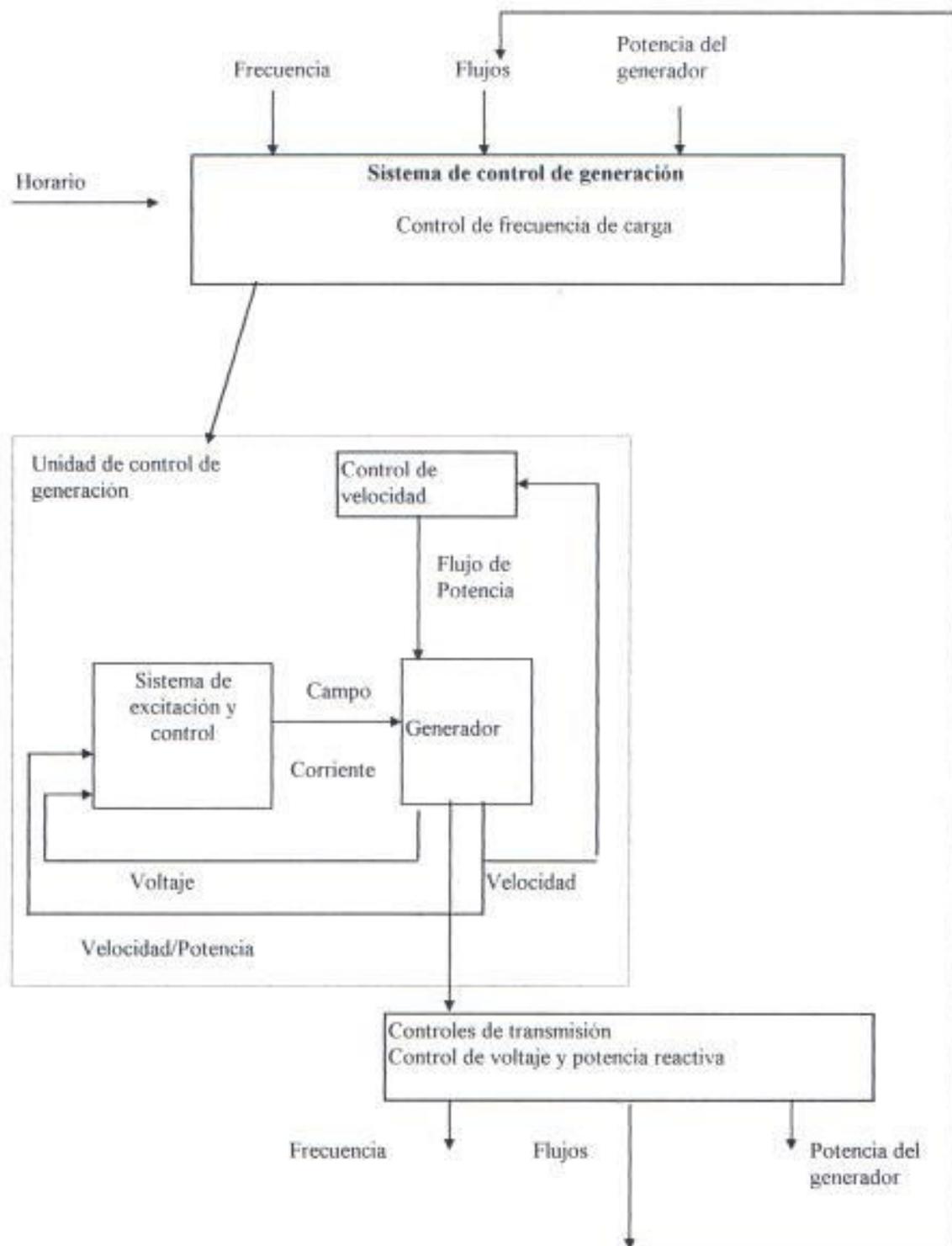


Figura 1.2.- Elementos básicos del sistema de control

### 1.1.2. Estados de operación de un sistema.

Los sistemas de potencia poseen diferentes estados de operación, los cuales dependen de las condiciones de las variables del mismo.

Se consideran 5 estados :

- Normal.
- Alerta.
- Emergencia.
- Emergencia extrema.
- Restauración.

**Estado normal.-** Todas las variables del sistema se encuentran dentro de rangos normales y los equipos no están sobrecargados. Entonces se dice que el sistema opera de manera segura.

**Estado de alerta.-** El sistema entra a este estado si la operación es por debajo de un límite de seguridad, y existe la posibilidad que se incremente el disturbio por situaciones adversas que se puedan presentar en el mismo. En este estado todas las variables están en un límite aceptable .

**Estados de emergencia.-** El sistema entra a este estado, generalmente cuando se presenta un disturbio en el estado de alerta. En este estado los voltajes de las barras están bajos y los equipos sobrecargados.

El sistema podrá restaurarse y pasar al estado de alerta por medio de una acción de control tal como :

- Despejar la falla.
- Interrupción rápida.
- Disparo de generación.
- Control de velocidad
- Desconexión de carga.

Si las medidas no son aplicadas, el sistema entra en el estado de emergencia extrema.

**Estado de emergencia extrema.-** Este estado se origina cuando se presenta el disturbio y las medidas para restaurar el sistema no son efectivas afectando a una mayor parte del mismo, por lo tanto las acciones de control generalmente son: la repartición de carga o la separación del sistema controlado.

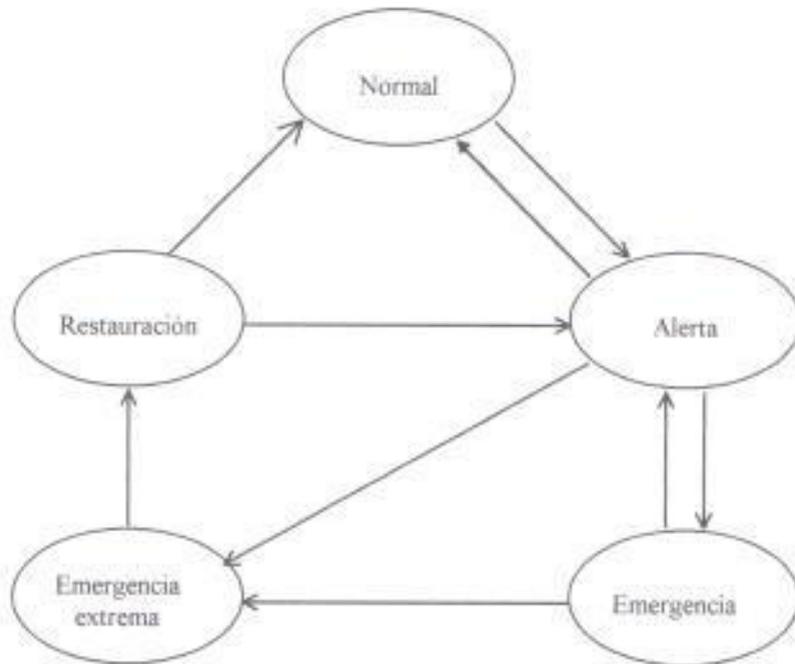


Figura 1.3.-Estados de operación del sistema de potencia.

**Estado de restauración .-** Este estado representa la condición de reconectar y restaurar la carga. El sistema se traslada a otro estado ya sea de **alerta** o **normal**, dependiendo de las condiciones del sistema.

La acción del sistema de control es coordinado por el control maestro. Todos los sistemas de control están distribuidos y dependen de diferentes tipos de señales de control.

Si el sistema esta provisto del supervisor de control y adquisición de datos (*scada*) este es el que indica el estado del mismo. El personal de operación es muy importante al unir varios controles por niveles jerárquicos del sistema, la principal función del operador es efectuar el monitoreo del sistema y dirigir los recursos de operación y mantenimiento requerido para aliviar el suministro de potencia.

### 1.1.3. Criterio de diseño y operación de un sistema

Es esencial que un sistema sea diseñado de tal manera que opere con probables contingencias, que pueda sostenerse sin pérdida de carga y en caso de tener mayores adversidades estas no resulten incontrolables.

Un sistema de potencia requiere de criterios para mantener la estabilidad, durante y después del disturbio, estas contingencias han sido seleccionadas en base a la probabilidad de que ocurran, debido al gran número de elementos que comprende el sistema de potencia.

El objetivo del analisis de la estabilidad es determinar los efectos de extrema contingencias sobre el sistema y definir la amplitud de la expansión del disturbio, a continuación citamos los siguientes casos :

- Pérdida total de la generación.
- Pérdida de las líneas en la central de generación o subestación.
- Una falla trifásica permanente en cualquier generador, circuito de transmisión o transformador.
- Caída brusca de un centro de carga.
- El efecto de oscilaciones crecientes de potencia debido a disturbios externos, en el sistema interconectado.
- Falla o desperfecto del sistema de protección

### 1.1.4. Características de una máquina sincrónica.

La máquina sincrónica tiene dos elementos esenciales: el campo y la armadura. Normalmente, el campo esta en el rotor y la armadura en el estator. El devanado de campo es excitado por corriente directa, cuando el rotor es

impulsado por la turbina, el campo magnético rotacional del devanado de campo induce un voltaje alterno en el devanado trifásico de la armadura en el estator. La frecuencia del voltaje alterno inducido y la corriente resultante que fluye en los devanados del estator cuando la carga es conectada depende de la velocidad del rotor. La frecuencia de las cantidades eléctricas del estator están sincronizadas con la velocidad mecánica del rotor. De aquí la denominación "máquina sincrónica".

Cuando dos o más máquinas sincrónicas están interconectadas, el voltaje y la corriente del estator de todas las máquinas tienen igual frecuencia, y la velocidad mecánica del rotor de cada una de las máquinas están sincronizadas.

El arreglo físico del devanado de armadura en el estator es tal, que la variación en el tiempo de la corriente alterna que fluye en los devanados trifásicos produce un campo magnético giratorio, que bajo la operación de estado estable gira a igual velocidad que el rotor.

Los campos del estator y el rotor, reaccionan entre sí, produciendo un torque electromagnético. En un generador, el torque electromagnético se opone a la rotación del rotor, el torque mecánico es aplicado por el primo motor manteniendo la rotación. El torque eléctrico y la potencia de salida en el generador varían solamente si el torque mecánico de entrada cambia.

El efecto de incremento de torque mecánico de entrada hará que se adelante el rotor a una nueva posición relativa al giro magnético en el campo del estator, la reducción del torque mecánico o potencia de entrada hará que se atrase el rotor con respecto al campo magnético giratorio del estator. Bajo condiciones operativas de estado estable, el campo del rotor y el campo del estator tienen igual velocidad; sin embargo, la separación angular dependen del torque eléctrico o potencia de salida del generador.

## 1.2. EL PROBLEMA DE LA ESTABILIDAD EN SISTEMA DE POTENCIA

La estabilidad de un sistema de potencia se la define como la propiedad que posee este de poder permanecer en un estado de operaciones de equilibrio, bajo condiciones normales y después de haber sido expuesto a un disturbio.

Debido a que el sistema depende de *máquinas sincrónicas* para la generación, es necesario que en las condiciones de operaciones de las máquinas se mantenga el sincrónismo.

Este aspecto de la estabilidad es influenciado por la dinámica del ángulo del rotor del generador y el comportamiento del sistema cuando se somete a un disturbio.

El sistema responde a disturbios, siendo este detectado por su sistema de protección por ejemplo: Un cortocircuito de un elemento crítico, seguido por el aislamiento provocado por el relé de protección, causa variaciones en la transferencia de potencia, velocidad en el rotor de la máquina y en los voltajes de las barras. Como consecuencia de esto variará el voltaje en el generador, al igual que la velocidad del gobernador principal.

La variación del voltaje y la frecuencia afecta la carga del sistema, en conclusión, los dispositivos usados en la protección de equipos, responderán realizando cambios en las variables del sistema. En la figura 1.4 se muestra las respuestas de ángulo del rotor cuando el sistema es sometido a diferentes disturbios.

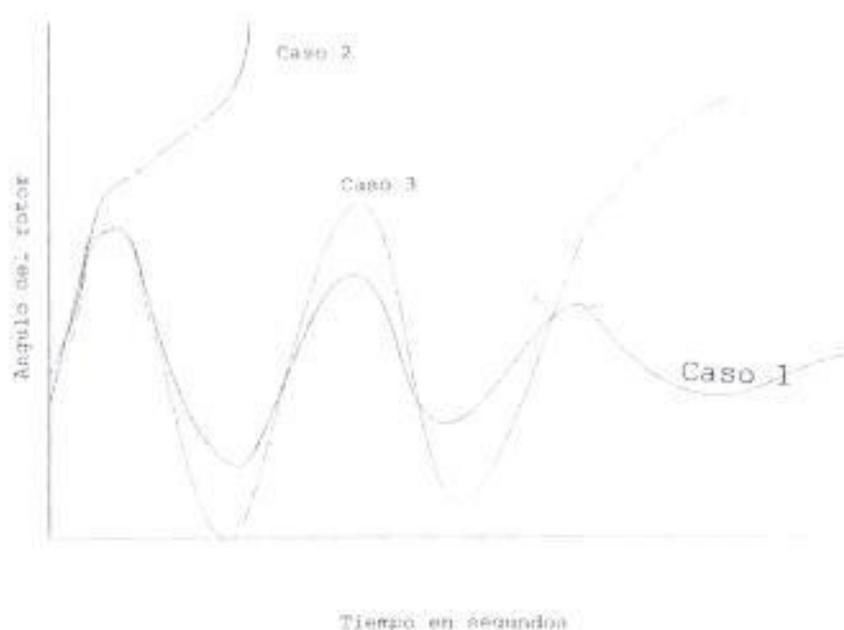


Figura 1.4.- Respuestas de ángulo de rotor frente a diferentes disturbios.

**Caso (1):** Cuando se presenta el disturbio el ángulo del rotor toma un valor máximo, luego empieza a producirse oscilaciones amortiguadas hasta estabilizarse el ángulo.

**Caso (2):** Cuando se presenta el disturbio el ángulo del rotor inicialmente toma un valor alto, pero este no oscila, sino que mas bien continúa incrementando, produciéndose la inestabilidad.

**Caso (3):** Cuando se presenta el disturbio el ángulo del rotor toma un valor máximo, luego empieza a producirse oscilaciones que no son amortiguadas convirtiéndose en pocos segundos la inestabilidad del ángulo.

### 1.2.1. La estabilidad transiente

La estabilidad transiente es la capacidad que poseen los sistemas de potencia de mantener el sincronismo cuando estos son expuestos a severos disturbios transientes, tales como: las fallas en las líneas de transmisión, pérdida de generación, pérdidas de carga. La normal operación del sistema se ve afectada, debido a que se presentan considerables variaciones en los ángulos de los rotores, flujos de potencia, voltajes en las barras, y otras variables del sistema. La estabilidad es influenciada por la característica no lineales de los sistemas de potencia.

La figura 1.5 muestra un generador síncrono conectado a una carga a través de una impedancia  $Z$ . La carga puede ser una impedancia simple, un motor de inducción, un motor síncrono, alguna combinación de estas, o puede ser una barra infinita.

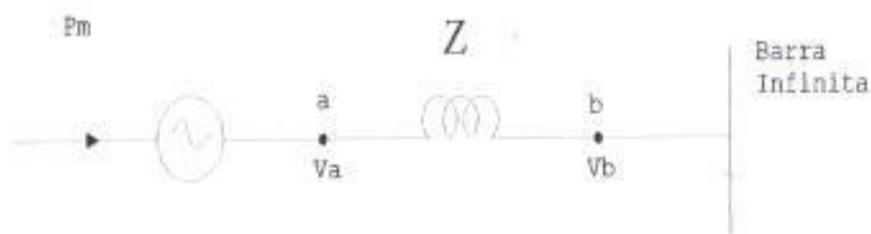


Figura 1.5.- Generador conectado a una carga

Cuando una máquina síncrona pierde el sincronismo con el resto del sistema, esta gira a una velocidad mayor o menor a la requerida en el sistema para la generación de voltajes.

En la estabilidad del sistema se produce una condición de operación de equilibrio entre fuerzas contrarias que tienden a desacelerar o acelerar a las máquinas del sistema, estas fuerzas son el torque mecánico de entrada y el torque eléctrico de salida de cada una de las máquinas que conforman al sistema de potencia. Si el sistema es perturbado este equilibrio se desordena, resultando una aceleración o desaceleración en los rotores de las máquinas.

Dada cualquier situación, la estabilidad de un sistema depende de la desviación de la posición angular de los rotores, obteniéndose o no un torque restaurador. Cuando una máquina pierde el sincronismo con el resto del sistema, el rotor se desliza ya sea con alta o baja velocidad requerida para generar voltaje a la frecuencia del sistema. El deslizamiento entre el campo giratorio del estator (correspondiente a la frecuencia del sistema), y del campo del rotor, resultan en grandes fluctuaciones, tanto en la potencia de salida, la corriente y el voltaje de la máquina. Esto causa que el sistema de protección aisle la máquina inestable del sistema. La pérdida de sincronismo puede ocurrir entre una máquina y el resto del sistema o entre grupos de máquinas. En el último caso

puede mantenerse sincronismo dentro de cada grupo después de la separación de otras .

### 1.2.2. Factores que influyen en la estabilidad transitoria

La estabilidad de un sistema de potencia esta determinada por los siguientes factores:

- Nivel de carga del generador.
- Potencia de salida del generador durante la falla.
- Tiempo de eliminación de la falla.
- Reactancia del sistema despues de la-falla.
- Reactancia del generador.
- Inercia del generador
- Tensión interna del generador ( $E'$ ).
- Tensión en la barra infinita.

### 1.2.3. Estabilidad de voltaje.

Es la capacidad que posee un sistema de potencia de poder mantener el voltaje en un rango aceptable en todas las barras del sistema bajo condiciones normales de operación. El principal problema en un sistema de potencia es la caída de voltaje que se produce cuando el flujo de potencia activa y reactiva pasa a través de reactancias asociadas a la linea de transmisión.

Un sistema entra en inestabilidad de voltajes, cuando es sometido a un disturbio; ya sea, incremento de carga, cambio en las variables del sistema causadas por caídas de voltaje.

A continuación se ilustra un circuito sencillo de sistema radial para ilustración del fenómeno de inestabilidad de voltaje.

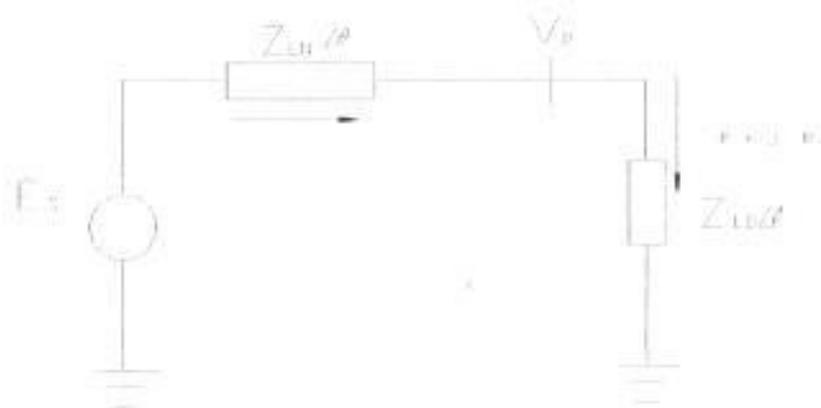


Figura 1.6.- Sistema radial simple

Para analizar la estabilidad de voltaje se realiza la siguiente clasificación:

- Estabilidad de voltaje ante grandes disturbios
- Estabilidad de voltaje ante pequeños disturbios

**Estabilidad de voltaje ante grandes disturbios.-** Es la capacidad del sistema para controlar los voltajes en los grandes disturbios. Esta capacidad esta determinada por :

- La característica de la carga del sistema
- La interacción de los controladores
- Las protecciones.

**Estabilidad de voltaje ante pequeños disturbios.-** Es la capacidad del sistema para controlar los voltajes debido a pequeños disturbios, tales como los incrementos en la carga, y esta determinada por :

- La característica de la carga
- Los controles que interactúan.

### 1.3. REPRESENTACION DE UN SISTEMA DE POTENCIA

Nosotros hemos definido principios y conceptos fundamentales de la estabilidad transiente para analizar la respuesta del sistema, dos ecuaciones se utilizan para un caso simple; y un número mayor de ecuaciones cuando se incluye un sistema de excitación o gobernador, generalmente todas las resistencias son consideradas despreciables, el generador es representado por el modelo clásico y los efectos del gobernador de velocidad no son considerados. La representación del sistema correspondiente es mostrada en la figura 1.7

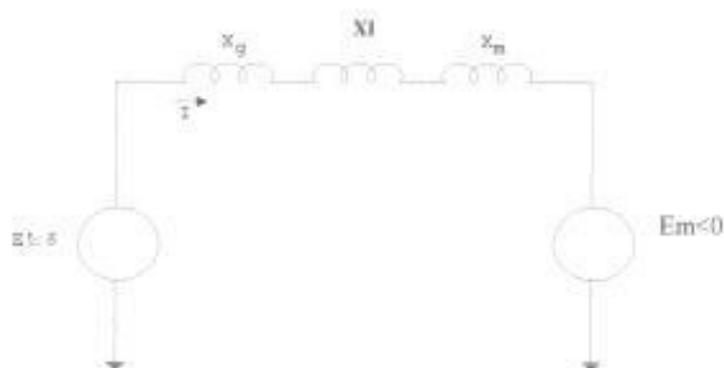


Figura 1.7.- Circuito equivalente del sistema en estudio

En este modelo las máquinas sincrónicas son representadas por una fuerza electromotriz constante por atrás de una reactancia.

La reactancia total se la define de la siguiente manera:

$$X = X_g + X_l + X_m \quad \text{ec. 1.1}$$

donde:

$X$ : Reactancia total.

$X_g$ : Reactancia interna del generador

$X_l$ : Reactancia de la línea de transmisión

$X_m$ : Reactancia interna del motor

El voltaje detrás de  $X_g$  es  $E_g$ , el ángulo del rotor  $\delta$  representa el ángulo con que  $E_g$  atrasa a  $E_m$ . Cuando el sistema es perturbado, la magnitud de  $E_g$  mantiene el

valor de pre-falla y el ángulo  $\delta$  varía dependiendo de la diferencia que se dé entre la velocidad del rotor del generador y la velocidad de sincronismo  $\omega_s$ . Obteniéndose la siguiente ecuación y diagrama vectorial:

$$\dot{E}_g = \dot{E}_m + jXI \quad \text{ec. 1.2}$$

Donde

$E_g$  : Tensión del generador.

$E_m$  : Tensión del motor.

$jXI$  : Caída de tensión de la línea de transmisión.

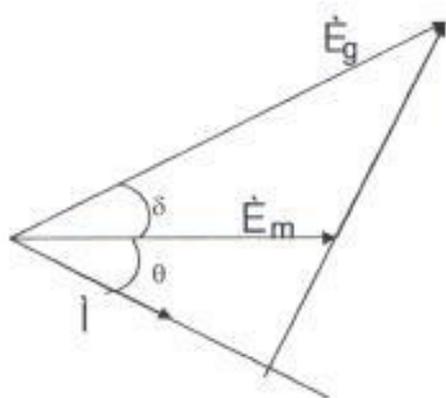


Figura 1.8.- Diagrama fasorial

Haciendo la proyección de  $\dot{E}_g$  y  $jXI$  en un eje perpendicular a  $\dot{E}_m$ , tenemos:

$$E_g \text{ sen} \delta = XI \text{ cos} \theta$$

$$\frac{E_g E_m}{X} \text{ sen} \delta = E_m I \text{ cos} \theta$$

$$\frac{E_g E_m}{X} \text{ sen} \delta = P \quad \text{ec. 1.3}$$

La ecuación 1.3 representa una curva sinusoidal.

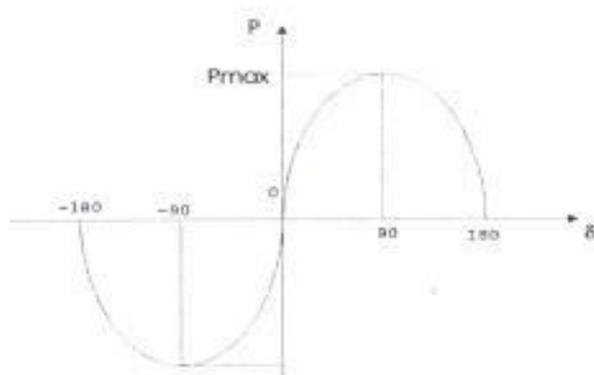


Figura 1.9 Curva de potencia activa

El sistema es estable para  $\delta$  entre  $-90^\circ$  y  $+90^\circ$  porque en este intervalo, un aumento de carga en el motor resulta en una disminución de la velocidad y un aumento de  $\delta$ , en consecuencia la potencia aumentará hasta que se establezca un nuevo equilibrio. Si  $\delta > 90^\circ$ , para un aumento de  $\delta$  tenemos una disminución en la potencia, haciendo que la velocidad disminuya más y más hasta la pérdida completa del sincronismo.

Además del incremento gradual de la carga, existe otro tipo de problema para el sistema de potencia que es el disturbio.

La potencia eléctrica a la salida del generador es

$$P_w = P_e = \frac{V_a V_b}{X} \sin \delta \quad \text{ec. 1.4}$$

El punto de operación es mostrado en la figura 1.10 y la potencia activa transferida al sistema con un ángulo de carga  $\delta_0$ .

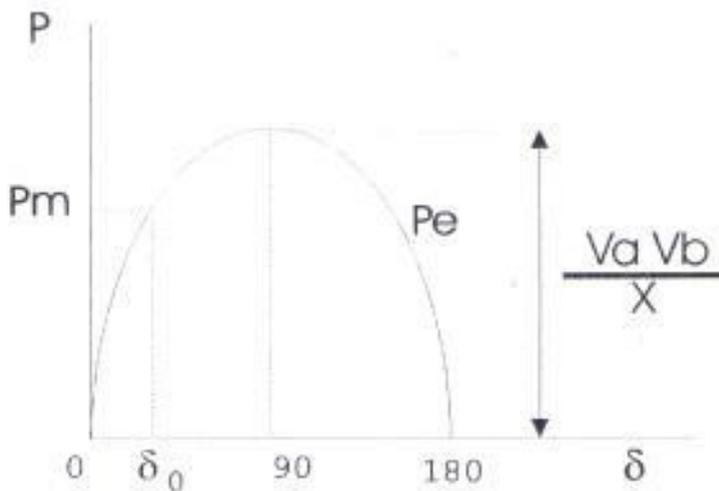


Figura 1.10 Características del ángulo de potencia

### 1.3.1. Respuesta oscilatoria del generador.-

Se va a considerar el hecho de que el sistema de la figura 1.10 se encuentra en estado estable y experimenta un severo disturbio. Esto se puede producir, ya sea por un cambio propio tanto en la potencia mecánica  $P_m$  causado por un transiente en el sistema mecánico, como en  $P_e$  causado por impactos que influyen la transmisión de energía eléctrica.

Para el estudio del comportamiento del sistema nosotros consideraremos el caso de la figura 1.11 donde la potencia mecánica  $P_m$  de entrada, es incrementada de repente desde el valor original de estado estable  $P_m$  en (a) a el valor de  $P_{m2}$  en (b). El exceso de potencia de entrada con respecto a la de salida es:

$$\Delta P = P_{m2} - \frac{V_a V_b}{X} \text{sen} \delta_1 \quad \text{ec. 1.5}$$

Causando el aceleramiento del rotor hasta obtener un nuevo punto operativo de equilibrio en c.

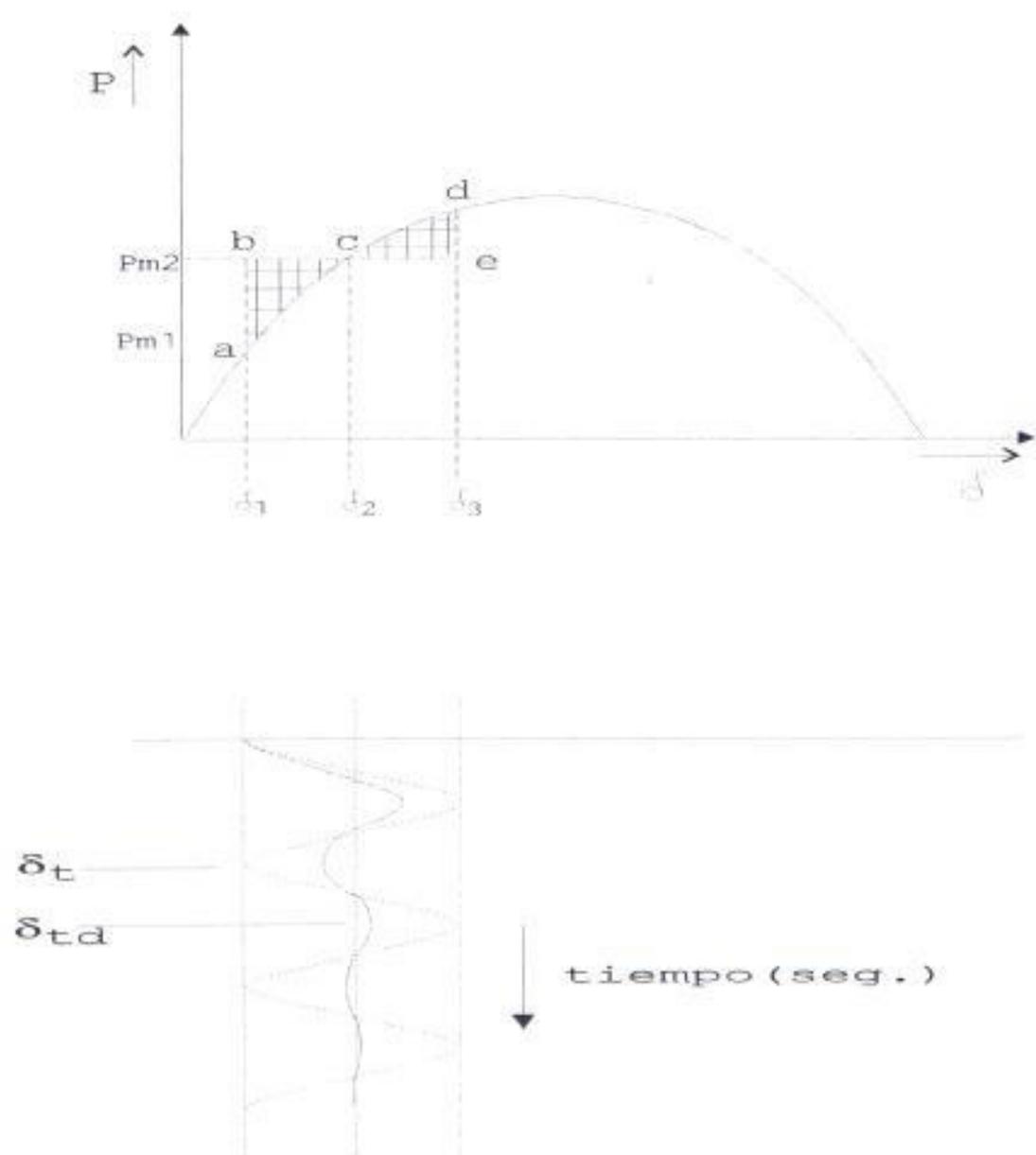


Figura I.11 Respuesta oscilatoria del generador

Debido a su propia inercia, el rotor no puede cambiar instantáneamente desde  $\delta_1$  hasta  $\delta_2$  siguiendo la trayectoria de la curva de la potencia eléctrica  $P_e$  desde (a) hasta (c), la diferencia entre  $P_{m2}$  y  $P_e$  en el instante representa una aceleración del rotor de la máquina. Una vez que el rotor ha alcanzado el punto (c), este no puede detenerse instantáneamente, por lo que se detendrá en un valor superior a ( $\delta_2$ ). La diferencia de potencia  $\Delta P$  entre  $P_e$  y  $P_{m2}$  es ahora negativa, la potencia de salida excede a la potencia de entrada, en el instante representa una desaceleración del rotor. Una vez obtenido el ángulo máximo  $\delta_3$ , debido a que ahora  $P_e > P_m$  el rotor disminuirá su velocidad, por lo que la

potencia oscilará hasta establecer un nuevo punto de equilibrio del sistema de potencia siendo este ( c ).

### 1.3.2. Ecuación de oscilación.

Para determinar si se mantiene la estabilidad y el sincronismo después de un disturbio es necesario proceder a aplicar la ecuación de oscilación. La ecuación del movimiento rotatorio es

$$T = J \alpha \quad \text{ec. 1.6}$$

donde T es el torque acelerante, J es el momento de inercia de la masa rotatoria, y  $\alpha$  es la aceleración angular.

Multiplicando ambos lados de la ecuación 1.6 por la velocidad angular instantánea ( $\omega$ ), tenemos que:

$$T\omega_s = J\omega_s \alpha \quad \text{ec.1.7}$$

Que puede ser escrita como

$$\Delta P = M \alpha = P_m - P_e \quad \text{ec. 1.8}$$

Donde  $M = J\omega$ , es el momento angular y puede ser tratado como una constante.

La expresión de la ecuación 1.8 es la ecuación de oscilación, la cual esta en función del ángulo del rotor de la máquina ( $\delta$ ) como se muestra a continuación :

$$\frac{M d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e \text{ sen}\delta \quad \text{ec. 1.9}$$

$$\frac{2H d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e \text{ sen}\delta \quad \text{ec. 1.10}$$

Donde  $H$  es la constante de inercia, que representa la relación entre la energía mecánica almacenada y la potencia eléctrica nominal de salida.

Si consideramos en nuestro estudio que después del disturbio transiente, el ángulo  $\delta$  comienza a oscilar en forma amortiguada desde un valor máximo a un nuevo valor de equilibrio de  $\delta_{bd}$ , como se muestra en la Figura 1.11. si consideramos este amortiguamiento tendremos

$$\frac{M d^2\delta}{dt^2} + \frac{K_d d\delta}{dt} = P_m - P_e \text{ sen}\delta \quad \text{ec. 1.11}$$

Donde  $K_d$  es el coeficiente de amortiguación.

**El criterio de áreas iguales .-** Puede ser utilizado para determinar el máximo incremento permisible de potencia mecánica ( $P_m$ ) en el cual todavía se mantiene la estabilidad del sistema, el sistema puede ser estable solo si el área  $A_2$  ( region abc ) es mayor igual que  $A_1$  ( region cde ) de la figura 1.11, además el criterio determina el ángulo crítico de despeje de falla, pero, no provee información sobre el periodo de tiempo permitido para el aclaramiento de la falla (que es un factor necesario en la especificación de un interruptor). Estos resultados son importantes, ya que nos permiten determinar el limite de la estabilidad transiente para las condiciones de operación dadas.

### 1.3.3. Métodos de integración numérica.

En el análisis que ha realizado, se utilizó un sistema con una configuración sencilla, representado por el modelo clásico, con el objetivo de introducir conceptos básicos. Un sistema de potencia cuando es sometido a un disturbio, su comportamiento transitorio está descrito matemáticamente por un conjunto de ecuaciones diferenciales variando el número de ecuaciones para cada máquina, dependiendo de la estructura del sistema.

Se han desarrollado técnicas modernas para el análisis de la estabilidad transitoria siendo un método práctico el de simulación en el dominio del tiempo, en el cual las ecuaciones diferenciales no lineales son solucionadas por medio de técnicas de integración numérica.

Estudiaremos a continuación la solución de tales ecuaciones diferenciales, desde el punto de vista numérico.

**Método de Euler.** Este método es apropiado para realizar los análisis en un sistema en función del tiempo.

Consideremos la ecuación diferencial de primer orden:

$$\frac{dx}{dt} = f(x,t) \quad \text{ec. 1.12}$$

Con  $x = x_0$  en  $t = t_0$ , Se tiene:

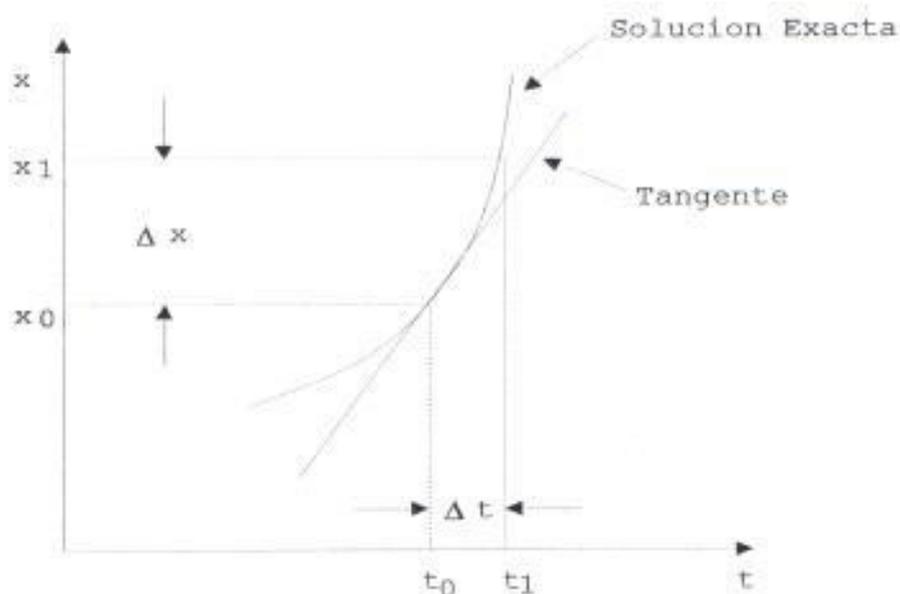


figura 1.12.- Aplicación del método de Euler.

Para  $x = x_0$ ,  $t = t_0$  se puede aproximar la curva que representa la solución exacta por la tangente que tiene la inclinación

$$\left. \frac{dx}{dt} \right|_{x=x_0, t=t_0} = f(x_0, t_0) \quad \text{ec. 1.13}$$

Por lo tanto

$$\Delta x = \left. \frac{dx}{dt} \right|_{x=x_0} (\Delta t) \quad \text{ec. 1.14}$$

El valor de  $x$  en  $t = t_1 = t_0 + \Delta t$  es dado por:

$$x_1 = x_0 + \Delta x = x_0 + \left. \frac{dx}{dt} \right|_{x=x_0} (\Delta t) \quad \text{ec. 1.15}$$

El método de Euler es equivalente a utilizar los dos primeros términos de la expansión en serie de Taylor para  $x$  tomando el punto  $(x_0, t_0)$ .

$$x_1 = x_0 + \Delta t (\dot{x}_0) + \frac{\Delta t^2}{2!} (\ddot{x}_0) + \frac{\Delta t^3}{3!} (\dddot{x}_0) + \dots \quad \text{ec. 1.16.}$$

Luego que utilizamos la técnica de Euler en la determinación de  $x = x_1$  correspondiente a  $t = t_1$ , podemos tomar otro paso de tiempo  $\Delta t$  y determinar  $x_2$  correspondiente a  $t_2 = t_1 + \Delta t$  como sigue:

$$x_2 = x_1 + \left. \frac{dx}{dt} \right|_{x=x_1} (\Delta t) \quad \text{ec. 1.17}$$

Este método considera solamente la primera derivada de  $x$  y es, por lo tanto, referido como un método de primer orden. Para dar exactitud a cada paso,  $\Delta t$  tiene que ser pequeño. En la aplicación de métodos numéricos de integración es muy importante considerar los errores de propagación, que hacen que los pequeños errores de inicio del proceso se amplifiquen en los pasos siguientes. La estabilidad numérica es dependiente de los errores de propagación. Si los errores iniciales no resultan menores en la secuencia del proceso, se dice que el método es aceptable. Pero, si los errores iniciales resultan errores mayores en la secuencia, se dice que el método es inadecuado.

El método de Euler resulta impreciso porque utiliza la derivada en el inicio del intervalo como si, no cambiara de valor a lo largo de todo el intervalo.

### Método de Euler mejorado

El método de Euler modificado intenta sobrepasar este problema utilizando el promedio de las derivadas en los extremos del intervalo.

El método de Euler modificado encierra las siguientes etapas:

**Predicción.-** Utilizando la derivada en el inicio del intervalo, el valor en el final del intervalo es predeterminado

$$x_j^p = x_0 + \left. \frac{dx}{dt} \right|_{x=x_0} (\Delta t) \quad \text{ec. 1.18}$$

**Corrección.-** Utilizando el valor predeterminado  $x_j^p$ , la derivada en el final del intervalo es calculada y el promedio entre esta derivada y la derivada en el inicio del intervalo es utilizado para calcular el valor corregido

$$x_j^c = x_0 + \frac{1}{2} \left( \left. \frac{dx}{dt} \right|_{x=x_0} + \left. \frac{dx}{dt} \right|_{x=x_j^p} \right) (\Delta t) \quad \text{ec. 1.19}$$

Si es deseado se puede calcular un valor más exacto de la derivada en el final del intervalo utilizando ahora  $x_j = x_j^c$ . Se puede utilizar esta derivada para calcular un valor más exacto del promedio de las derivadas que, a su vez, es utilizado en una nueva etapa de corrección. Se puede utilizar este proceso hasta pasos sucesivos que converjan con la exactitud deseada.

Además del método de Euler mejorado existen otros métodos para resolver un sistema de ecuaciones como son el método de Runge Kutta, el método de integración trapezoidal, sistema de ecuaciones simultáneas, etc. Siendo el más sencillo el método de Euler modificado, conocido como predictores-correctores.

## 1.4.- EL CONTROL DE LA ESTABILIDAD EN SISTEMAS DE POTENCIA

El sistema de potencia esta provisto de diferentes acciones de control que le permitan al sistema operar en condiciones normales, y se han clasificados en dos principales grupos :

- Control de potencia activa
- Control de potencia reactiva

### 1.4.1. Control de potencia activa

El control de potencia activa está relacionado con el control de frecuencia.

**Control de potencia activa y de frecuencia .-** Este control mantiene la operación satisfactoria de un sistema de potencia, la frecuencia debe ser constante. La acción del control de frecuencia asegura una velocidad constante en motores de inducción y sincrónicos, la velocidad de los motores es importante para un desempeño satisfactorio de las unidades de generación, así como ellas son altamente dependientes del desempeño de todos los controles auxiliares asociados con el combustible, como son los sistemas de alimentación de agua y la alimentación del aire de combustión.

La frecuencia de un sistema es dependiente del balance de potencia activa, como la frecuencia es un factor común en todo el sistema, un cambio en la demanda de potencia activa en un punto del sistema, es reflejado por un cambio en la frecuencia en todo el sistema, puesto que existen muchos generadores alimentando potencia al sistema, varios elementos son provistos para detectar cambios en la demanda.

En un sistema interconectado con dos o más áreas controladas independientemente, la generación en cada área debe ser controlada de tal forma que el intercambio de potencia proyectada se mantenga. El control de generación y frecuencia es comúnmente referido a el control de carga.

**Respuesta del generador frente cambios de carga.-** Cuando existe un cambio en la carga, esto se refleja instantáneamente como un cambio en el torque eléctrico de salida  $T_e$  del generador. Esto causa un desbalance entre el torque mecánico  $T_m$  y el torque eléctrico  $T_e$ , lo cual resulta en una variación de la velocidad, determinada por la ecuación de movimiento.

La siguiente función de transferencia representa la velocidad del rotor como una función del torque eléctrico y mecánico.

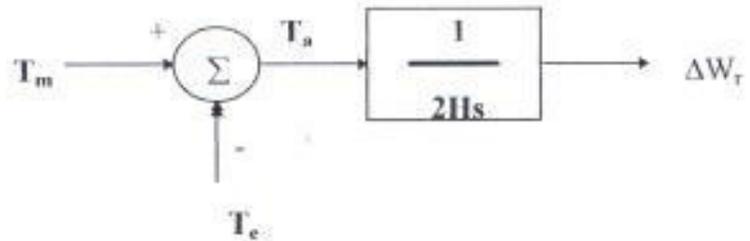


Figura 1.13.- Diagrama de bloques de la repuesta del generador para cambios de carga, en función del torque.

En donde:

- $s$  = Operador de Laplace .
- $T_m$  = Torque mecánico (p.u.).
- $T_e$  = Torque eléctrico (p.u.).
- $T_a$  = Torque de aceleración (p.u.).
- $H$  = Constante de inercia (Mw-seg/Mva).
- $\Delta W_r$  = Variación de velocidad del rotor (p.u.).

Para estudios carga-frecuencia es preferible expresar la relación de arriba en términos de potencia mecánica y eléctrica . La relación entre potencia (  $P$  ) y torque (  $T$  ) está dada por:

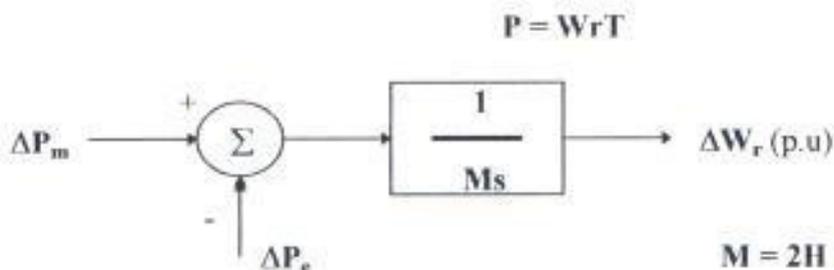


Figura 1.14.- Diagrama de bloques de la repuesta del generador frente a de carga, en función de la potencia.

$\Delta P_e$  - Potencia Eléctrica de salida del Generador

$\Delta P_m$  - Potencia Mecánica de entrada del Generador

Dentro del rango de variaciones de velocidad en el cual estamos interesados, la potencia mecánica de la turbina es esencialmente una función de la posición de la válvula la cual es independiente de la frecuencia.

**Respuesta de la carga a variaciones de frecuencia.**- En general las cargas del sistema de potencia están constituidos de una variedad de artefactos eléctricos. Pueden ser resistivas tales como: alumbrado, calefacción, en estos casos la potencia es independiente de la frecuencia. En el caso de cargas motrices, tales como ventiladores, bombas, la potencia eléctrica de los mismos cambia con la frecuencia debido a cambios en la velocidad.

La característica frecuencia versus carga puede ser expresada en función de la potencia eléctrica como:

$$\Delta P_e = \Delta P_L + D\Delta W_r \quad \text{ec. 1.20}$$

En donde:

$\Delta P_L$  = Potencia de la carga ( frecuencia no sensitiva ) .

$D\Delta W_r$  = Variación de la carga (frecuencia sensitiva carga )

$D$  = Constante de amortiguamiento de carga.

La constante de amortiguamiento está expresada como un porcentaje de cambio en la carga por un porcentaje de cambio en la frecuencia.

En la ausencia de un gobernador de velocidad, la respuesta del sistema para un cambio de carga está determinado por la constante de inercia y la constante de amortiguamiento.

### 1.4.2. Control de potencia reactiva

El control de potencia reactiva está relacionado con el control de voltaje.

**Control de potencia reactiva y voltaje.-** Para una operación eficiente y confiable de un sistema de potencia, el control de potencia reactiva y de voltaje deben satisfacer los siguientes requisitos:

- El voltaje en los terminales de todos los equipos debe estar dentro de los límites aceptables. La operación prolongada de los equipos a voltajes fuera del rango permitido podría afectar adversamente su acción y causar posibles daños.
- La estabilidad del sistema se agrava cuando el sistema de distribución está operando cerca del límite de su saturación.
- El flujo de potencia reactiva debe ser mínimo, de tal forma que las pérdidas ( $R I^2$  y  $X I^2$ ), se reduzcan a un mínimo práctico. Esto asegura que el sistema de transmisión opere eficientemente, para la transferencia de potencia activa.

### 1.5. ALTERNATIVAS PARA MEJORAR LA ESTABILIDAD.

Para un sistema dado, la mejor forma de mejorar la estabilidad es sin duda hacer una combinación de diferentes métodos, que ayuden a mantener la estabilidad en diferentes contingencias y condiciones del sistema.

Los métodos de mejoramiento de la estabilidad transiente se usan para lograr los siguientes efectos:

- Reducción del disturbio.
- Incremento de las fuerzas restauradoras de la sincronización.
- Reducción del torque acelerante a través del control de la potencia mecánica del primo motor.
- Reducción del torque acelerante aplicando carga artificial.

Varios de los métodos usados para conseguir estos efectos son:

### 1.5.1. Despeje de la falla a alta velocidad.-

La cantidad de energía cinética ganada por los generadores durante una falla es directamente proporcional a la duración de la falla, mientras más rápido es la falla despejada, menos disturbios causa esta.

Interruptores de 2 ciclos en responder, junto con relés de alta velocidad son usados en lugares en donde el despeje rápido de la falla es importante.

### 1.5.2. Reducción de la reactancia del sistema de transmisión.-

Las reactancias inductivas en serie de las líneas de transmisión son determinantes en los límites de estabilidad, la reducción de la reactancia de varios de los elementos de la línea de transmisión mejora la estabilidad transiente ya que incrementa la transferencia de potencia en el tiempo de post-falla. Generalmente se puede reducir la reactancia mediante los siguientes elementos :

- El uso de transformadores con baja reactancia .
- Capacitores serie de compensación de líneas de transmisión.

Los capacitores series desplazan directamente la reactancia serie de la línea, además puede incrementar significativamente la máxima capacidad de transferencia de potencia de una línea de transmisión. Esto se traduce directamente en un mejoramiento de la estabilidad transiente, dependiendo de la facilidad para conectar y desconectar el capacitor durante y después del despeje de la falla. La velocidad de la reposición es un factor importante para mantener la estabilidad transiente.

**Compensación regulada.-** La compensación shunt es capaz de mantener el voltaje en valores seleccionados en un sistema de transmisión. Puede mejorar la estabilidad del sistema, incrementando el flujo de potencia entre generadores. Para este propósito se puede usar condensadores sincrónicos o compensadores estáticos.

### **1.5.3. Frenado dinámico**

El frenado dinámico usa el concepto de aplicar una carga eléctrica artificial durante un disturbio transiente, para incrementar la potencia eléctrica de salida de los generadores y así reducir la aceleración del rotor. Una forma de frenado dinámico consiste en la conexión de resistores en paralelo durante los 0.5seg. siguientes a la falla, para reducir la potencia acelerante de generadores cercanos y remover la energía cinética ganada durante la falla.

El frenado por resistores es aplicado sólo a generación hidráulica en centrales remotas al centro de carga, las unidades hidráulicas en comparación con las unidades térmicas, son completamente fuertes; por lo tanto, ellas pueden resistir el impacto repentino causado por la conexión de resistores, sin causar algún efecto adverso en las unidades.

### **1.5.4. Conexión de un reactor.-**

Reactores en paralelo cerca de los generadores proveen una simple y conveniente medida de mejoramiento de estabilidad transiente, ya que incrementa el voltaje interno del generador.

### **1.5.5. Circuitos interruptores de operación de polo independiente.-**

La operación de polo independiente se refiere al uso de mecanismos separados para cada fase de el circuito interruptor de tal manera que las tres fases cierren y abran independientemente. Así, la falla de un polo no restringe la operación de los otros polos. Por lo tanto, la operación independiente del interruptor reducirá una falla trifásica a una falla de una línea a tierra.

## CAPITULO II

### SISTEMAS DE EXCITACIÓN

## 2.1. INTRODUCCION

La función básica de un sistema de excitación es proveer corriente directa al devanado de campo de la máquina sincrónica. Además, el sistema de excitación realiza funciones esenciales de control y protección de un sistema de potencia, por medio del control del voltaje y la corriente de campo.

Las funciones de control son:

- Regulación del voltaje y
- Regulación del flujo de potencia reactiva

La función de protección asegura que los límites de capacidad de la máquina sincrónica, sistema de excitación, y otros equipos, no sean excedidos.

La representación de un sistema de excitación esta determinada por las características del *generador sincrónico* y del *sistema de potencia*. El generador sincrónico debe trabajar a voltaje terminal constante, razón por la cual la función básica del sistema de excitación es suministrar y ajustar automáticamente la corriente de campo de la máquina.

La capacidad del generador de poder soportar disturbios transientes esta limitada por los siguientes factores: ruptura del aislamiento del rotor como consecuencia de altos voltajes de campo, calentamiento del estator debido a una elevada corriente de campo, calentamiento del rotor debido a una elevada corriente de armadura, calentamiento del núcleo durante la operación de baja excitación, y calentamiento debido a un exceso de flujo.

Desde el punto de vista del sistema de potencia, el sistema de excitación contribuye a un efectivo control de voltaje y a mejorar la estabilidad del sistema. Este debe ser capaz de responder rápidamente a disturbios para mejorar la estabilidad transiente, y de regular el campo del generador para mejorar la estabilidad ante pequeños disturbios.

## **2.2. ELEMENTOS DE UN SISTEMA DE EXCITACIÓN**

Los elementos de un sistema de excitación típico son:

### **2.2.1. Excitador**

Es aquel que suministra voltaje *dc* a los devanados de campo del generador.

### **2.2.2. Regulador**

Es aquel elemento que procesa y amplifica las señales de control de entrada. Este incluye dos funciones estabilizadoras como son: regulación y excitación.

### **2.2.3. Transductor de voltaje terminal y compensador de carga**

El voltaje terminal del generador primero es sentido, rectificado y filtrado a una magnitud *dc* por el transductor, y luego es comparado con un valor de referencia. La compensación de carga se realiza cuando se desea mantener constante el voltaje en un punto distante del generador.

### **2.2.4. Estabilizador**

El estabilizador provee una señal de entrada adicional al regulador para amortiguar las oscilaciones del sistema de potencia. Algunas señales de entrada comúnmente usadas son: las variaciones de la velocidad del rotor, el incremento de potencia, y las variaciones de frecuencia.

### **2.2.5. Circuitos limitadores y de protección**

Estos circuitos incluyen varias funciones de protección permitiendo que los límites de la capacidad térmica del excitador y del generador sincrónico no sean excedidos. Algunas funciones son: limitador de corriente de campo, limitador de voltaje terminal.

Normalmente las señales de salida de estos subsistemas pueden ser ubicadas en diferentes puntos en el sistema de excitación, para representar estos subsistemas se los ha agrupado en un diagrama de bloque como lo muestra en la figura.2.1

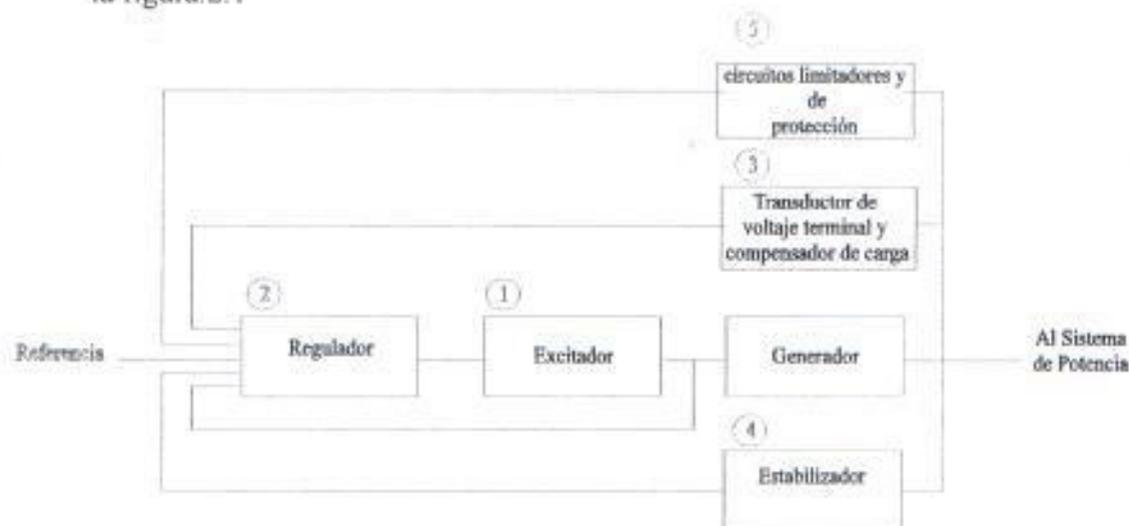


Figura 2.1.- Diagrama de bloque de un sistema de excitación de un generador sincrónico

## 2.3. TIPOS DE SISTEMAS DE EXCITACIÓN

Los sistemas de excitación se clasifican en :

- Sistemas de excitación DC
- Sistemas de excitación AC
- Sistemas de excitación estático

### 2.3.1. Sistema de excitación DC

Estos sistemas utilizan generadores DC como fuentes de excitación y provee de corriente al rotor de la máquina sincrónica a través de anillos deslizantes.

### 2.3.2. Sistema de excitación AC

Este sistema utiliza alternadores como fuente para la excitación del generador principal, normalmente el excitador está en el mismo eje de la turbina. La salida de corriente AC del excitador pasa a través de un rectificador que puede

ser controlado o no, produciéndose la corriente necesaria del campo generador. Estos rectificadores pueden ser estacionarios o giratorios.

### 2.3.3. Sistema de excitación estática

Este sistema está compuesto por rectificadores estáticos controlados o no controlados, que alimentan la corriente de excitación por medio de anillos deslizantes hacia el campo del generador sincrónico. La fuente de potencia que alimenta al rectificador es tomada del generador a través de un transformador reductor de voltaje, o en algunos casos hacia los devanados auxiliares en el generador.

## 2.4. REPRESENTACION DEL SISTEMA DE EXCITACIÓN

Los sistemas de excitación son representados por medio de modelos matemáticos que sirven para:

- Estimar el funcionamiento deseado
- Diseñar y coordinar los circuitos suplementarios de control y protección
- Realizar los estudios de estabilidad relacionados a la planificación y operación de sistemas de potencia.

Los elementos de control y protección que son considerados en el estudio de estabilidad transientes y estabilidad de pequeñas perturbaciones son: el regulador de voltaje, el estabilizador de potencia, y el control de excitación. Algunos sistemas de excitación están provistos de limitadores de voltaje terminal de acción rápida y con estabilizadores de sistemas de potencia, teniendo que ser estos modelados en simulaciones de estabilidad transiente.

### 2.4.1. Componentes del sistema de excitación

Los elementos básicos que forman los diferentes tipos de sistemas de excitación son:

- Devanados DC ( autoexcitados y separadamente excitados )
- Devanados de excitación AC
- Rectificadores( controlados y no controlados )
- Amplificadores magnéticos( rotatorios y electrónicos )

- Sistemas de excitación de estabilizadores con circuitos de retroalimentación
- Circuitos sensores de señal y proceso.

#### 2.4.2. Devanado de excitación DC. separadamente excitado

El circuito de este excitador es mostrado en la Figura 2.2

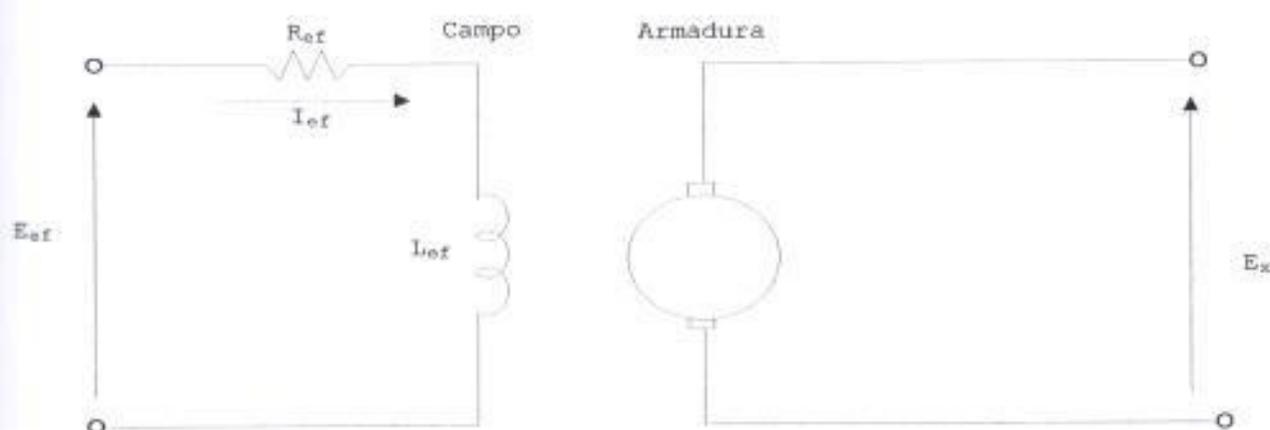


Figura 2.2 Excitador DC separadamente excitado.

Para el circuito de campo, tenemos

$$E_{ef} = R_{ef} I_{ef} + \frac{d\Psi}{dt} \quad \text{ec. 2.1}$$

con

$$\Psi = L_{ef} I_{ef} \quad \text{ec.2.2}$$

El voltaje de salida  $E_x$  esta dado por

$$E_x = K_x \Psi \quad \text{ec. 2.3}$$

donde  $K_x$  depende de la velocidad y la configuración del devanado de armadura.

El voltaje de salida  $E_x$  es una función no lineal de la corriente de campo del excitador  $I_{ef}$  debido a la saturación magnética. El voltaje  $E_x$  es también afectado por la carga del excitador. La línea del entrehierro es tangente a la parte lineal de la curva de saturación en circuito abierto, como se puede apreciar en la Figura 2.3.

En la figura 2.3 se muestra las características de la curva de saturación donde  $R_g$  es la pendiente de la línea entrehierro y  $\Delta I_{ef}$  denota la desviación entre la curva de saturación con carga y la línea de entrehierro. Del gráfico tenemos:

$$I_{ef} = \frac{E_x}{R_g} + \Delta I_{ef} \quad \text{ec. 2.4}$$

donde  $\Delta I_{ef}$  es una función no lineal de  $E_x$  y puede ser expresada como

$$\Delta I_{ef} = E_x S_f(E_x) \quad \text{ec. 2.5}$$

donde  $S_f(E_x)$  es la función de saturación que depende de  $E_x$ .

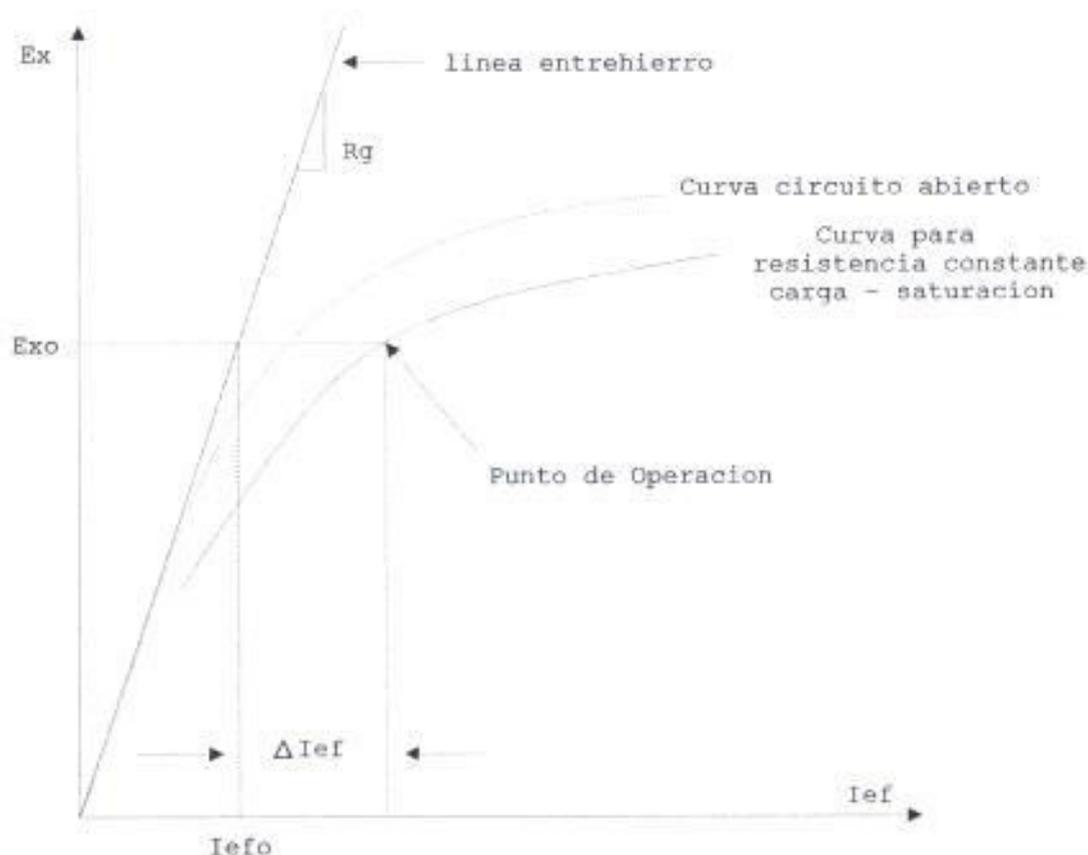


Figura 2.3.- Curva carga - saturación del excitador

$$E_{ef} = \frac{R_e f}{R_g} E_x + R_e f S_e S_o(E_x) + \frac{1}{K_X} \frac{dE_x}{dt} \quad \text{ec. 2.6}$$

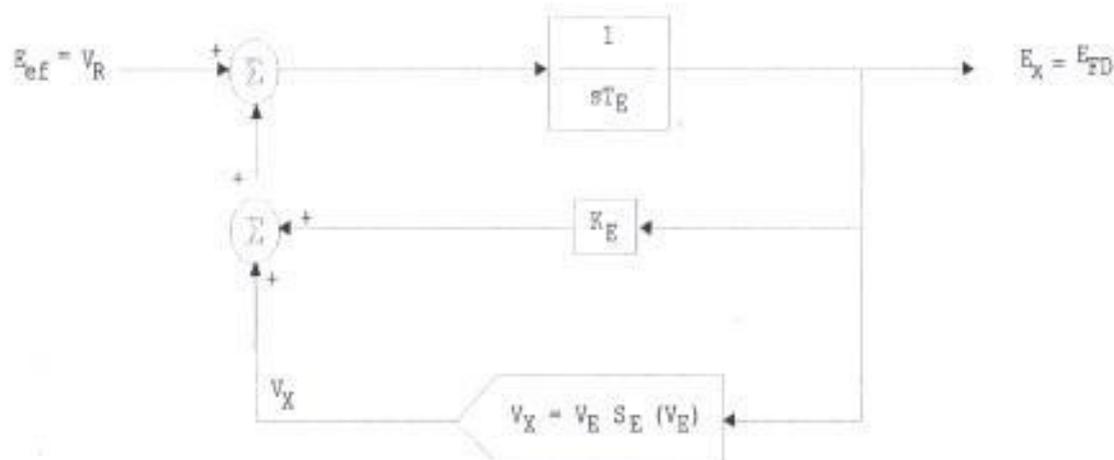


Figura 2.4 Diagrama de bloque del excitador DC

### 2.4.3. Devanado de excitación DC autoexcitado

Un modelo típico de excitador autoexcitado DC se muestra en la figura 2.5.

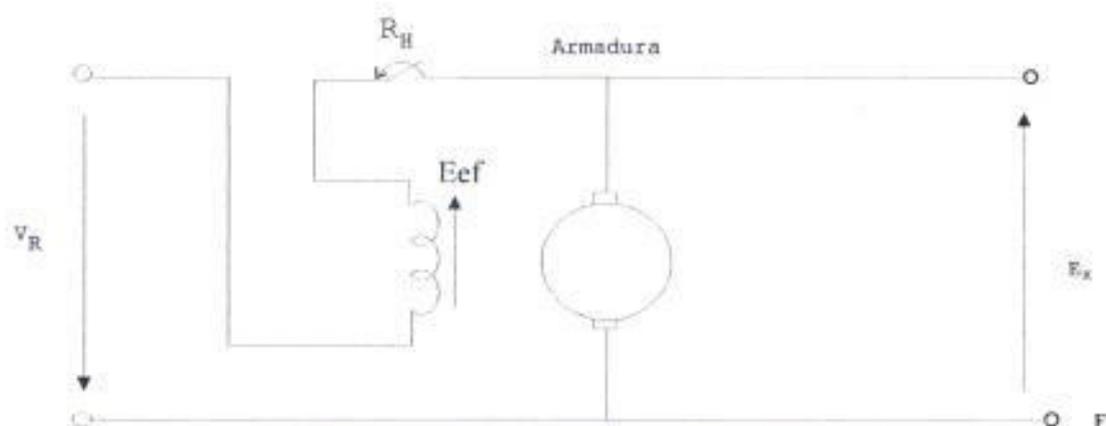


Figura 2.5.- Excitador DC autoexcitado.

Para este excitador, la salida del regulador VR esta en serie con el campo en derivación del excitador. De esta forma el voltaje en por unidad a través del excitador de campo es :

$$E_{ef} = V_R + E_X \quad \text{ec. 2.7}$$

La relación entre los valores de  $E_{ef}$  y  $E_X$  desarrollados anteriormente son también aplicadas en este caso. Sustituyendo por  $E_{ef}$  tenemos :

$$V_R + E_X = \frac{R_{ef}}{R_k} E_i [1 + S_E(E_X)] + \frac{1}{K_X} \frac{dE_i}{dt} \quad \text{ec. 2.8}$$

El diagrama de bloque que representa al excitador separadamente excitado es aplicable a este excitador.

Excitador.

#### 2.4.4. Modelo de un sistema de excitación completo

La Figura 2.6 describe la estructura de un modelo detallado del sistema de excitación que tiene correspondencia uno a uno con los equipos físicos. Mientras que la estructura de este modelo tiene la ventaja de guardar una relación entre los parámetros del modelo y los parámetros físicos, la consideración de estos detalles resulta muy grande para el estudio general de sistemas. Es así que se han desarrollado técnicas para obtener prácticos y simplificados modelos, apropiados para el tipo de estudio que se desee realizar. Además, la estructura para la reducción de un modelo depende de el tipo de sistema de excitación.

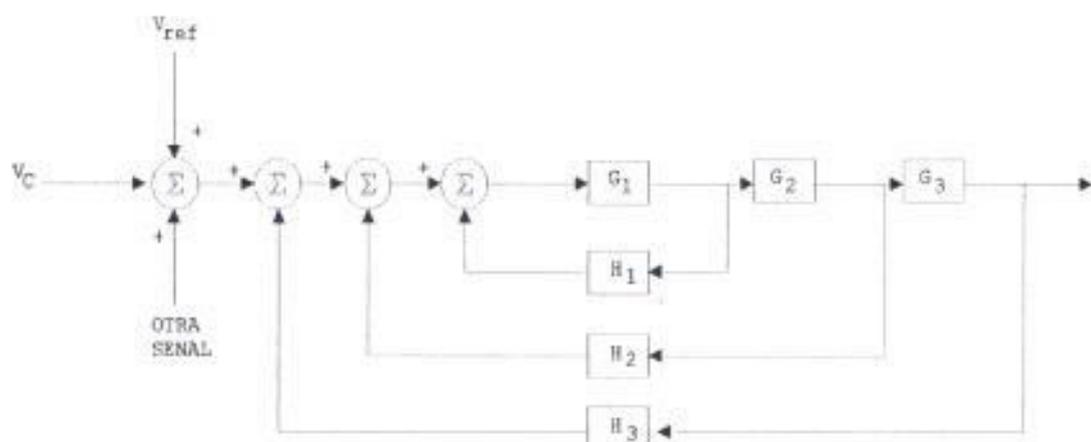


Figura 2.6 Estructura de un modelo detallado de un sistema de excitación

## 2.5. GOBERNADOR Y CONTROL DE FRECUENCIA

En un sistema de potencia la frecuencia es dependiente del balance de la potencia activa. Cuando se tiene que la potencia suministrada por la fuente es igual a la potencia requerida por la carga, la frecuencia es constante. En un sistema de potencia no se puede obtener un equilibrio entre la demanda y la generación, debido a que la demanda varía constantemente, ocurriendo una variación de la frecuencia como se muestra en la característica real de la figura 2.7. Es por esto que en un generador que alimenta una carga, en la que se desea mantener la frecuencia entregada dentro de un rango de variación aceptable, se procede a controlar la frecuencia por la acción de un gobernador del primo motor, el cual tiene la función de mantener la velocidad constante haciendo variar la potencia mecánica de entrada.

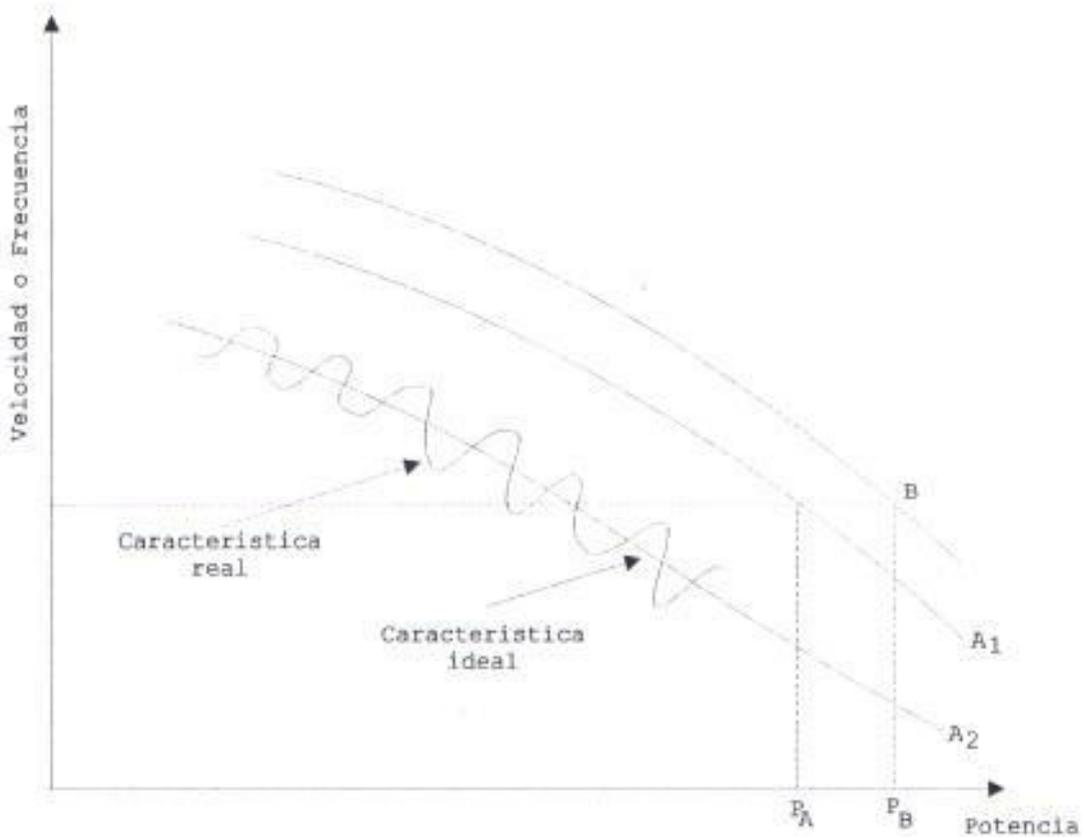


Figura 2.7 Variación de la frecuencia con la potencia de entrada

La velocidad y la frecuencia se las ajusta por medio de un control de velocidad o gobernador para satisfacer la demanda de la carga. En la figura 2.7,  $A_1$  y  $A_2$  pertenecen a posiciones diferentes del cambiador de velocidad de la máquina  $A$ . Cuando varias máquinas funcionan en paralelo, estas deben trabajar a una misma frecuencia, como se puede apreciar en esta figura para el caso de dos máquinas  $A$  y  $B$  que funcionan en paralelo. En el caso que se ilustra tenemos que en una frecuencia dada obtendremos valores de potencia  $P_A$  y  $P_B$ , a partir de las curvas características de cada máquina, las mismas que funcionan a velocidad constante y alimentan una carga constante.

Si se considera la característica real, se observa que existe una pequeña variación tanto de potencia ( $\Delta P$ ) como de frecuencia ( $\Delta f$ ); si se asume que el cambio de la potencia neta está linealmente relacionado con la frecuencia, obtendremos la característica de variación de potencia activa con respecto a la frecuencia:

$$\frac{\Delta P}{\Delta f} = -K$$

donde  $K$  es una constante que depende de la carga y características del gobernador. El signo negativo de la ecuación, indica que un cambio negativo en la frecuencia resulta en un cambio positivo en la potencia activa.

## 2.6.- REPRESENTACIÓN DE LA CARGA EN ESTUDIOS DE ESTABILIDAD

La operación estable de un sistema de potencia depende de la capacidad de mantener el equilibrio, entre la generación eléctrica y la carga eléctrica, razón por la cual la representación de la carga se hace necesaria en el estudio de la estabilidad.

Resulta demasiado difícil modelar la carga representando todos y cada uno de los elementos que la componen (lámparas fluorescentes, lámparas incandescentes, calentadores, refrigeradoras, motores, etc.), además se debe tomar en cuenta que la influencia de estos aparatos depende del tiempo, la hora, el día, la estación y del estado de la economía. Es por esta razón que conociendo exactamente la composición de la carga su representación se la hace en base a una serie de simplificaciones.

En los estudios de estabilidad, las características de la carga son vistas como un punto concentrado el cual se entrega una gran cantidad de potencia (como se muestra en la figura 2.8), además en estos estudios se incluyen también:

- Subestaciones de transmisión
- Dispositivos de carga conectados a esta
- Efectos de subestaciones con transformadores reductores
- Alimentadoras para subtransmisión
- Alimentadoras para distribución
- Transformadores de distribución, reguladores de voltaje y dispositivos de compensación de potencia reactiva.

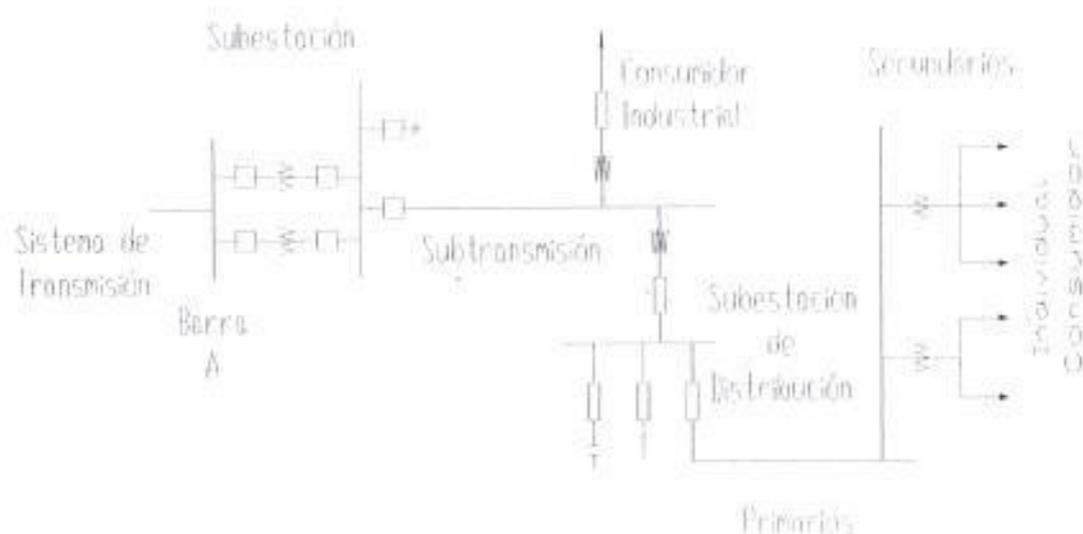


Figura 2.8 Configuración de un sistema de potencia.

### 2.6.1. Modelos de carga

Tomando en cuenta todas estas consideraciones anteriores los modelos de carga se clasifican en dos categorías generales:

- modelo de carga estáticos
- modelo de carga dinámica

#### a) Modelo de carga estática

El uso de modelos estáticos para representar la carga, es válido cuando las variaciones en las amplitudes del voltaje y frecuencia son pequeñas, y la respuesta de la composición de la carga debido a cambios de voltaje y frecuencia es rápida.

En este modelo se expresa las características de la carga como una función algebraica de la magnitud de voltaje y frecuencia instantaneos en la barra de carga.

## b) Modelo de carga dinámica

Existe muchos casos en que es necesario considerar el comportamiento dinámico de los componentes de la carga. La carga dinámica es representada en estudios para el análisis de oscilaciones entre áreas, estabilidad de voltaje y sistemas con grandes concentraciones de motores.

Un modelo de carga compuesta que permite la representación de un amplio rango de las características exhibidas por los varios componentes de la carga es mostrada en la figura 2.9. En esta se toman en cuenta los efectos de: pequeños y grandes motores de inducción, características de carga estática, descarga de lámparas, cargas controladas por termostatos, efectos de la saturación de transformadores y capacitores shunt.

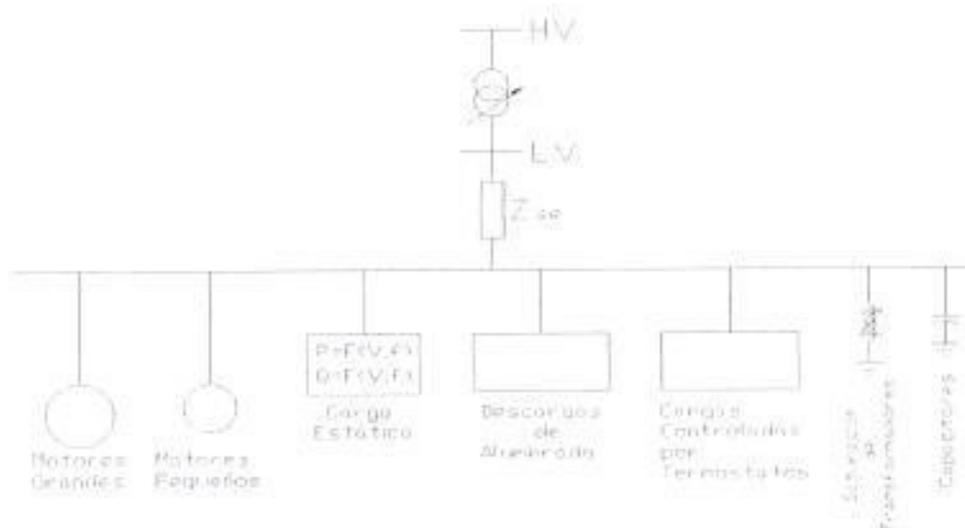


Figura 2.9.- Modelo compuesto de carga estática y dinámica.

## 2.6.2. Representación matemática de cargas

Para representar tanto la cargas estática y dinámicas se suelen utilizar dos modelos:

- a) Modelo exponencial
- b) Modelo polinomial.

**a) Modelo exponencial.**- Una predicción aceptable del comportamiento de la carga es el modelo exponencial. En este modelo la característica de la carga y su dependencia del voltaje queda bien representada en las siguientes ecuaciones:

$$\begin{array}{l} P = P_0 (V)^a \\ Q = Q_0 (V)^b \end{array} \quad \bar{V} = \frac{V}{V_0}$$

a: parametro exponencial de la comonente de carga activa

b: parametro exponencial de la comonente de carga reactiva

$P_0$ : potencia activa en condición inicial

$Q_0$ : potencia reactiva en condición inicial

$V_0$ : voltaje inicial en la carga

$\bar{V}$ : voltaje en por unidad

En donde P y Q son las componentes activa y reactiva de la carga, cuando la magnitud del voltaje instantaneo en la barra es V.

Los parámetros de este modelo son los exponentes  $\underline{a}$  y  $\underline{b}$ , estos pueden tomar valores de:

0 (representando a la carga como potencia constante)

1 (representando a la carga como corriente constante),

2 (representando a la carga como impedancia constante).

Para cargas compuestas estos parámetros toman valores que dependen de las características de la carga, un valor típico de  $\underline{a}$  está entre un rango de 0.5 y 1.8, mientras que para  $\underline{b}$  está entre 1.5 y 6,  $\underline{b}$  toma valores más elevados debido a que este varía como una función no lineal del voltaje, ya que aquí se toma en cuenta la saturación magnética en transformadores de distribución y motores, de aquí que a voltajes más elevados  $Q$  tiende a ser significativamente más elevado.

A falta de información específica en este modelo la carga estática es representada: la potencia activa como corriente constante ( $a=1$ ), y la potencia reactiva como impedancia constante ( $b=2$ ).

**b) Modelo polinomial.-** Es otro de los modelos aceptados para representar la dependencia de la carga respecto al voltaje, utilizando las ecuaciones siguientes:

$$P = P_0 ( p_1 \bar{V}^2 + p_2 \bar{V} + p_3 )$$

$$Q = Q_0 ( q_1 \bar{V}^2 + q_2 \bar{V} + q_3 )$$

Este modelo es comúnmente conocido como modelo ZIP que representa:

$Z$  = Impedancia constante.

$I$  = Corriente constante.

$P$  = Potencia constante.

En este modelo el 100% de la carga puede ser representado como una composición de  $Z$ ,  $I$  y  $P$ , dándole a los parámetros de  $p_1$  a  $p_3$  y de  $q_1$  a  $q_3$  valores que representen el porcentaje de cada componente.

Existe un factor que toma en cuenta la dependencia de la característica de la carga con frecuencia, que es:

$(1 + K_{pf} \Delta f)$	←	Para la componente activa.
$(1 + K_{qf} \Delta f)$	←	Para la componente reactiva.

En donde:

$\Delta f$  = Desviación de la frecuencia

Este factor se multiplica tanto en el modelo exponencial como en el modelo polinomial. Valores típicos de  $K_{pf}$  y  $K_{qf}$  son:

- Para  $K_{pf}$  de 0 a 3;
- Para  $K_{qf}$  desde 2 a 0).

Estos modelos estáticos no son tan reales a bajos voltajes, y pueden llevarnos a problemas computacionales, es por eso que en programas para

computadoras se deben tomar precauciones, para que la característica de la carga sea cambiada en su totalidad a modelo de impedancia constante, cuando el voltaje de barra disminuya por debajo de un voltaje preestablecido.

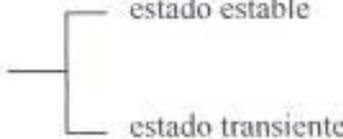
### 2.6.3. Adquisición de parámetros para modelos de carga.-

Para determinar las características de carga de un sistema se utilizan aproximaciones, las cuales son las siguientes:

- a) Aproximaciones basadas en mediciones.
- b) Aproximaciones basadas en componentes.

#### a) Aproximaciones basadas en mediciones.-

Para realizar estas aproximaciones son tomados datos en las subestaciones y alimentadoras representativas, seleccionando el día y la estación. Estos datos son usados para extrapolar los parámetros de las cargas del sistema. Las características que se utilizan en estas aproximaciones son las siguientes:

- carga-voltaje 
  - estado estable
  - estado transiente
- carga-frecuencia en estado estable

- **Característica carga-voltaje en estado estable**

Los cambios de potencia activa son lineales con respecto al voltaje de barra. El procedimiento para modelar permite un seguimiento de los cambios en la composición de la carga cuando ocurre de temporada en temporada. Los cambios sensibles de potencia activa a cambios de voltaje se observa durante la prueba en cortos periodos de tiempo ( menor a 10 minutos ), estos cambios se deben a las características de la carga en el tiempo establecido.

#### **Característica carga-voltaje en estado transiente**

Las características dinámicas a pequeños disturbios en las cargas, son determinadas fácilmente, por medio del uso de transformadores con intercambiador de tap bajo carga, para producir cambio en la magnitud de voltaje y en el ángulo del voltaje de barra de la carga. Si existe un banco de capacitores en la barra de carga, este puede ser conectado o desconectado para producir un cambio en la magnitud de voltaje de la carga sin cambio del ángulo.

#### **b) Aproximaciones basadas en los componentes.-**

En estas aproximaciones se considera que se entrega potencia desde un punto dado (barra de carga) y se clasifica la carga según su clase, esto es: residencial, comercial, industrial. Cada clase de carga en las diferentes categorías es

representada en términos de componentes de carga tales como: alumbrado, aire acondicionado, calentadores de agua y refrigeración. En la figura 2.10 se muestra una forma de clasificar las cargas según su clase y características de sus componentes.



Figura 2.10.- Componentes basados en modelos aproximados.

*CAPITULO III*

*DESCRIPCION DE LAS HERRAMIENTAS COMPUTACIONALES*  
*ANAREDE Y ANATEM*

## 3.1. INTRODUCCIÓN

Los sistemas eléctricos de potencia cada vez son mas grandes y complejos involucrando para su estudio muchos parámetros y ecuaciones complejas, por lo cual se hace necesario utilizar herramientas computacionales que permitan agilizar el proceso de manejo de información. Nosotros utilizaremos los programas:

1. - ANAREDE
2. - ANATEM
3. - DESEGRAF

El primer programa permite el análisis de redes eléctricas de un sistema de potencia, el segundo programa permite realizar el análisis transitorio electromecánico de un sistema y el tercero nos facilita mostrar respuestas gráficas de las variables eléctricas en estudio en el programa *ANATEM*.

Basándonos en estos programas, describiremos el comportamiento de los parámetros que definen las características de los sistema eléctrico, tales como:

- Angulo del eje de cuadratura del generador
- Tensión de campo del generador
- Frecuencia del generador
- Potencia eléctrica activa interna del generador
- Potencia eléctrica reactiva terminal del generador
- Voltaje de barra
- Corriente del circuito

El flujo de carga será obtenido por medio del programa computacional *Anarede*, en el cual se hacen uso de varias técnicas y métodos desarrollados para el análisis de redes eléctricas.

Este programa da la facilidad al usuario de poder redimensionar la capacidad de los parámetros de acuerdo a las necesidades e instalaciones computacionales específicas de este.

## 3.2. DESCRIPCION DEL PROGRAMA

### 3.2.1. Generalidades del programa para flujo de carga

La ejecución se la realiza en el programa *Anarede*, en este aparece una pantalla que permite que se ingrese el código de ejecución que se desee. Uno de los códigos que aquí se definen es ULOG permitiendo este escoger las diferentes unidades lógicas a utilizarse.

En la corrida de este programa para flujo de potencia se usan las siguientes unidades lógicas:

- *Unidad lógica 1.*- En esta se escribe el nombre del archivo de la base de datos con extensión *PFW*.

Por ejemplo: C:\ESPOL\FLUJO.PWF

- *Unidad lógica 2.*- En esta unidad se especifica el nombre del archivo histórico en el cual queremos grabar la corrida, en este archivo se pueden grabar varias corridas; a este archivo se lo conoce como archivo de casos almacenados, especificándose con la extensión *HIS*.

Por ejemplo: C:\ESPOL\FLUJO.HIS

- *Unidad lógica 4.*- Nos permite direccionar los resultados de salida, en este se crea un nuevo archivo de preferencia con extensión *PRN* (para saber que es un archivo con resultados de una corrida de flujo de carga). En este archivo aparecerán todos los datos que se especifiquen en la base de datos.

Por ejemplo: C:\ESPOL\RESULTAD.PRN

*NOTA: El orden para definir estas unidades es: 4, 2, 1.*

*La unidad lógica 1 siempre se define al final pues en esta va la base de datos y con ella el código de la ejecución del programa.*

- Una opción que presenta *ANAREDE* es poder convertir una corrida de flujo de potencia en un archivo con formato de base de datos, esto se hace en el caso de que al correr un flujo de carga por el método de *NEWTON* el sistema no sea convergente; entonces, se corre el programa por el método de *DESACOPLADO RÁPIDO* y con estos resultados se forma una nueva base. Para realizar esto se debe seguir el siguiente orden:
  - 1.- Especificar en la unidad lógica 2 el nombre del archivo histórico que va a ser utilizado en la corrida.
  - 2.- Especificar en la unidad lógica 7 el nombre del archivo de la nueva base de datos.
  - 3.- Declarar los códigos de ejecución ARQV REST, estos dos códigos van en una misma línea y sirven para restablecer un caso almacenado.
  - 4.- Especificar el número de caso a ser restablecido.
  - 5.- Finalmente se declara el código de ejecución CART, creando este el nuevo archivo.

En el nuevo archivo creado con estos códigos no aparecen los código: TITU, RELA, EXLS, por lo que se los debe declarar, esto se lo realiza en el editor.

Para crear un archivo de casos almacenados deben de seguirse los siguientes pasos:

- 1.-Declaración de la unidad lógica 2, indicando en esta el nombre y la ruta del nuevo archivo de casos almacenados.
- 2.-Luego se declaran los códigos de ejecución ARQV INIC, estos permiten la inicialización del archivo, en este punto el programa pide la confirmación del proceso, para lo cual se debe teclear SIM.

Para saber cuantos casos existen en un archivo de casos almacenados se procede de la siguiente forma:

- 1.-Primero se declara la unidad lógica 2 y en esta el archivo de interés.
- 2.-Luego se declaran los códigos de ejecución ARQV LIST, que es el que permite que se listen los diferentes casos.

También se pueden borrar casos almacenados en un archivo, para esto se realiza lo siguiente:

- 1.-Primero se declara la unidad lógica 2 y en esta el archivo de interés.
- 2.-Luego se declaran los códigos de ejecución ARQV ELIM, aquí se debe especificar el número de caso a eliminar.

### 3.2.2.DESCRIPCION DEL PROGRAMA ANATEM

La versión V01-01/95 de *ANATEM* que se utilizará permite establece un medio ambiente apropiado para la simulación de casos de estabilidad considerando la red eléctrica y todos los modelos de control. El programa *ANATEM* fue codificado en *FORTRAN 77* y esta estructurado de tal forma que pueda ser ejecutado en diferentes computadores.

El programa de análisis de transitorios electromecánicos tiene como objetivo simular el comportamiento dinámico de sistemas de potencia cuando estos son sometidos a disturbios. Esta versión de *ANATEM* permite representar la siguientes cantidad de elementos del sistemas:

Barras CA	1500
Generadores	450
Motores de inducción	90
Shunts	600
Cargas dependientes de la tensión	750
Barras con control remoto	90
Circuitos CA	3000
Transformadores	750
Transformadores defasadores	30
Casos almacenados	99
Maquinas	300
Modelos de generador	240
Modelos de regulador de tensión	180
Modelos de regulador de velocidad	150
Modelos de estabilizador de regulador de tensión	60
Curvas de saturación	360
Réles de sobrecorriente	50

Descripción	Elementos
Réles de subtensión	50
Réles de subfrecuencias	50
Réles de impedancia	50
Modelo de Controladores Definidos por Usuario -CDU.	100
Bloques de CDU	3000
Números de eventos	50
Números de variables a ser ploteadas	100
Barras CC	60
Líneas CC	20
Convertidores CC	40
Barras de interface CA-CC	20
Compensadores estáticos	30
Modelos de compensador estático	30
Modelos de estabilizador de compensador estático	18
Modelos de controlador de convertor CC	16
Zonas de control	60

### 3.3. ESTRUCTURACION DE LA BASE DE DATOS PARA EL ANÁLISIS TRANSITORIO.

La forma en que se estructure la base de datos dependerá del tipo de estudio a realizarse y de los elementos del sistema que se deseen representar. Para consideraciones de estudio se pueden simular disturbios tales como: pérdida de generación, pérdida brusca de carga, cortocircuito en líneas o barras, entre otros.

A continuación se detalla la forma de estructurar la base de datos considerando la representación de generadores, reguladores de tensión, reguladores de velocidad (gobernadores), controladores definidos por el usuario (*CDU*), cargas y relés. Además se declararán algunos códigos de ejecución que permiten direccionar y crear archivos en el programa *ANATEM*, así como también definir el evento(disturbio) y las variables(voltajes, corrientes, ángulos, potencia activa, potencia reactiva, etc.) que se desee estudiar.

La estructuración de la base de datos se la realiza en el editor de Cepel cuyo archivo ejecutable es ed.exe. Una vez que nos encontramos en el editor comenzaremos a definir los siguientes aspectos:

### 3.3.1. Especificación de títulos

El tipo de caso a analizarse o algún detalle específico que se desee definir para poder identificar el caso en estudio se lo realiza por medio del código de ejecución *TITU*.

Por ejemplo:

TITU

\* ESTUDIO DE ESTABILIDAD TRANSIENTE AÑO 1997

TITU

\* REPRESENTACION DEL MODELO CLASICO

TITU

\* FALLA EN PAUTE CON APERTURA DE UNA TERNA PAUTE-MILAGRO

### 3.3.2. Direccionamiento de archivos utilizados en el programa *ANATEM*

El direccionamiento se lo realiza por medio de unidades lógicas, cuya función es asociar los archivos utilizados en el programa *ANATEM*. A continuación se muestra un ejemplo en el que se detalla la forma de especificar las unidades lógicas (ULOG):

ULOG

2

C:\CEPEL\FLUJO.HIS

ULOG

4

C:\CEPEL\MODCLASI.OUT

ULOG

8

C:\CEPEL\MODCLASI.PUT

El objetivo que tiene cada unidad lógica es el siguiente:

**Unidad lógica # 2.-** Define el archivo del caso almacenado del flujo de potencia del programa *ANAREDE*. A este archivo se lo conoce también con el nombre de archivo histórico y se lo define con la extensión HIS.

Por ejemplo: FLUJO.HIS

**Unidad lógica # 4.-** Define el archivo de impresión de las respuestas de simulaciones al cual se lo define con extensión OUT.

Por ejemplo: MODCLASI.OUT

**Unidad lógica # 8.-** Define el archivo de la salida de datos ploteados cuya extensión es PLT.

Por ejemplo MODCLASI.PLT

### 3.3.3. Direccionamiento del caso de flujo de potencia generado en el programa *ANAREDE* que se graba

Para la activación del archivo de casos almacenados en el programa de flujo de carga de *ANAREDE* se utiliza el código de ejecución *ARQV*:

Las opciones de control de ejecución disponibles son:  
CONT, FILE, IMPR, REST

Significando cada una de estas:

CONT.- Indican que los relatorios enviados al terminal de video serán emitidos en forma continua e ininterrumpida

FILE.- Indica que los relatorios serán emitidos en la unidad lógica # 4.

IMPR.- Activa la impresión de las respuestas de los datos de entrada seguido del número de casos.

REST.- Restablece la memoria de toda la información relativa del sistema almacenado en el caso.

Por ejemplo: ARQV REST IMPR  
08

donde 08 es el número del caso a ser restablecido.

### 3.3.4. Representación de generadores

Los generadores pueden ser representados utilizando el código de ejecución *DMDG*, permitiendo este activar la lectura de datos de los modelos de generadores predefinido en el programa, los cuales pueden ser de tres tipos:

**a) Modelo Clásico ( MD01 ).-** Es un modelo simple en el cual se requiere de pocos parámetros para definir al generador, representándose a este como una fuente de tensión constante en serie con una reactancia transitoria de eje directo.

A continuación se presenta el diagrama de bloques representativo de este modelo.

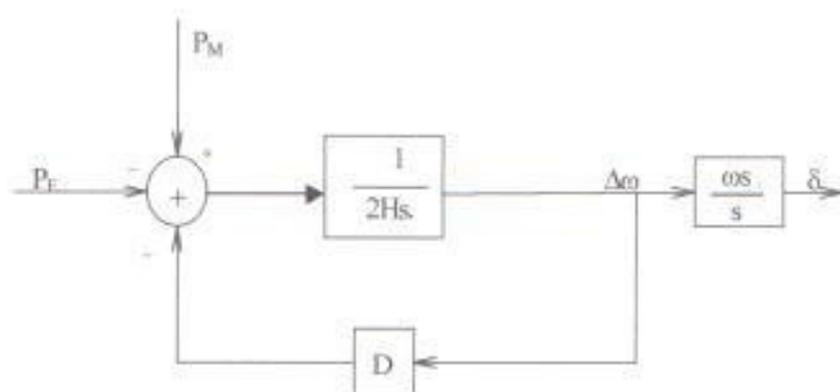


Figura 3.1.- Diagrama de oscilación electromecánica

El resultado de la simulación con este tipo de representación permite al estudiante que se introduzca en el campo del análisis transitorio, dándole una visión general del comportamiento de un sistema de potencia frente a un evento.

Debido a la simplicidad, el análisis es limitado, siendo confiable en un rango máximo de 2 segundos. En este tiempo las oscilaciones alcanzan un máximo y un mínimo indicando que el sistema puede ser estable o inestable, pero no asegura que se mantenga.

Las oscilaciones son sostenidas y esto no permite observar en que tiempo las máquinas logran estabilizarse, por ende no se define cuan estable es un sistema.

El conjunto de datos del generador deben ser ingresados en el siguiente orden

- 1.-Registro con el código DMDG y opciones activadas
- 2.-Registro con los datos de los modelos de generadores asociados y opciones activadas.
- 3.-El registro 9999 en las columnas 1-4 indicando el fin de conjunto de datos

Un ejemplo del formato utilizado es:

```
(----- GENERADORES -----)
DMDG MD01
(No) (X'd)(Ra)(H)(D)(MVA)Fr
(..... PAUTEAB 13.8
0001 25.000.2843.300 115.0
(..... PAUTE C 13.8
0002 25.000.2843.300 115.0
9999
```

siendo:

X'd	08-12	Reactancia transitoria de eje directo, en %.
Ra	13-17	Resistencia de arrollamiento de armadura, en ( % ).
H	18-22	Constante de inercia, en ( seg. ).
D	23-27	Constante de amortiguamiento, en ( p.u )
MVA	28-32	Potencia aparente nominal de la maquina, en ( M.V.A ).
Fr	33-34	Frecuencia sincrónica de la maquina, en ( Hz).

**b) Modelo Completo.-** Es un modelo en el que se requiere mayor cantidad de parámetros, ya que en él se define el tipo de generador. Se pueden representar los siguientes tipos de generadores:

**i) Generador con polos salientes ( Modelo MD02 ).-** A este tipo de generador se lo considera representado por un devanado de campo y dos devanados de amortiguamiento siendo uno en el eje directo y otro en el eje de cuadratura.

A continuación se presenta el diagrama de bloques.

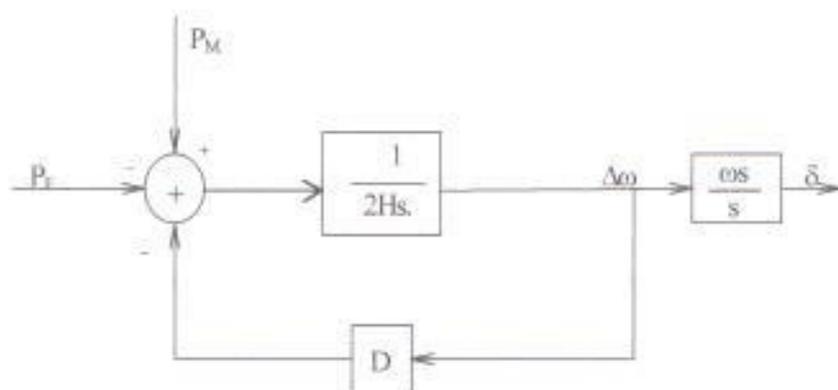


Figura 3.2.- Diagrama de las ecuaciones de oscilación electromecánica.

El conjunto de datos del generador de polos salientes deben ser ingresados en el siguiente orden en la base de datos :

- 1.-Registro con el código DMDG y opciones activadas
- 2.-Registro con los datos de los modelos de generadores asociados y opciones activadas.
- 3.-El registro 9999 en las columnas 1-4 indicando el fin de conjunto de datos

Un ejemplo del formato utilizado es:

(

(

(

=

**( MODELOS DE GENERADORES CON POLOS SALIENTES**

(

=

**DMDG MD02****(No) (CS) (Xd) (Xq) (X'd) (X''d) (Xe) (T'd) (T''d) (T''q)****(No) (Ra) (H) (D) (MVA)****(..... PAUTEAB Y PAUTEC 13.8****1 100.0 66.0 25.0 17.5 17.0 6.10 0.06 0.09****1 0.284 3.30 115****9999**

Las constantes que se utilizan en este modelo significan:

- Formato de los datos del primer registro

Campo	Columnas	Descripción
Xd	13-17	Reactancia sincrónica de eje directo, en porcentaje.
Xq	18-22	Reactancia de eje en cuadratura, en porcentaje.
X'd	23-27	Reactancia transitoria de eje directo, en porcentaje.
X''d	33-37	Reactancia subtransitoria de eje directo, en porcentaje.
Xt	38-42	Reactancia de dispersión de armadura, en porcentaje.
T'do	43-47	Constante de tiempo transitorio de eje directo en circuito abierto, en seg.
T''do	53-57	Constante de tiempo subtransitorio de eje directo en circuito abierto, en
T''qo	58-62	Constante de tiempo subtransitorio de eje en cuadratura en circuito abierto, en seg.

- Formato de los datos del segundo registro

Campo	Columnas	Descripción
Ra	08-12	Resistencia de arrollamiento de armadura, en ( % ).
H	13-17	Constante de inercia, en ( seg. ).
D	18-22	Constante de amortiguamiento, en ( p.u )
MVA	23-27	Potencia aparente nominal de la maquina, en ( M.V.A ).
Fr	28-29	Frecuencia sincrónica de la maquina, en ( Hz ).

ii).- **Generador con rotor cilíndrico ( Modelo MD03 )**.- A este tipo de generador se lo considera representado por un devanado de campo y tres devanados amortiguados siendo uno en eje directo y dos en el eje de cuadratura.

A continuación se presenta el diagrama de bloques.

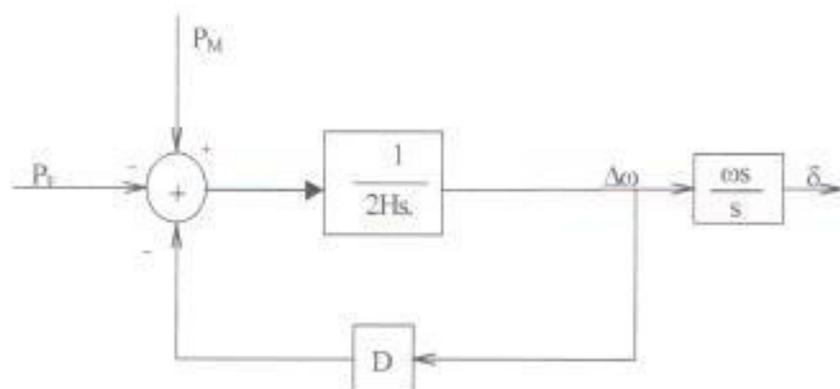


Fig.3.3.- Diagrama de las ecuaciones de oscilación electromecánica

El conjunto de datos del generador de polos cilíndricos deben ser ingresados en el siguiente orden en la base de datos:

- 1.-Registro con el código DMDG y opciones activadas
- 2.-Registro con los datos de los modelos de generadores asociados y opciones activadas.
- 3.-El registro 9999 en las columnas 1-4 indicando el fin de conjunto de datos

Un ejemplo del formato utilizado es:

(

---



---

**( MODELOS DE GENERADORES CON ROTOR CILINDRICO**


---



---

**DMDG MD03**

(No) (CS) (Xd )(Xq )(X'd)(X'q)(X''d)(Xe )(T'd)(T'q)(T''d)(T''q)

(No) (Ra )( H )( D )(MVA)

(..... V-INEC-2 Y V-INEC-3 13.8

10 156. 156. 21.0 53.0 16.2 8.1 6.34 0.3 0.0320.109

10 0.31 5.960 86.0

9999

Las constantes que se utilizan en este modelo significan:

- Formato de los datos del primer registro

Campo	Columnas	Descripción
Xd	13-17	Reactancia sincronica de eje directo, en porcentaje.
Xq	18-22	Reactancia de eje en cuadratura, en porcentaje.
X'd	23-27	Reactancia transitoria de eje directo, en porcentaje.
X''d	33-37	Reactancia subtransitoria de eje directo, en porcentaje.
Xt	38-42	Reactancia de dispersión de armadura, en porcentaje.
T'do	43-47	Constante de tiempo transitorio de eje directo en circuito abierto, en seg.
T''do	53-57	Constante de tiempo subtransitorio de eje directo en circuito abierto, en
T''qo	58-62	Constante de tiempo subtransitorio de eje en cuadratura en circuito abierto, en seg.

- Formato de los datos del segundo registro

Campo	Columnas	Descripción
Ra	08-12	Resistencia de arrollamiento de armadura, en ( % ).
H	13-17	Constante de inercia, en ( seg. ).
D	18-22	Constante de amortiguamiento, en ( p.u )
MVA	23-27	Potencia aparente nominal de la maquina, en (M.V.A).
Fr	28-29	Frecuencia sincrónica de la maquina, en ( Hz).

En este tipo de representaciones se permite definir características de más elementos del sistema dependiendo de la profundidad del análisis a realizarse. Se Pueden representar también los siguientes dispositivos:

- Reguladores de tensión.
- Reguladores de velocidad.
- Representación de la carga y
- Dispositivos de protección relés, entre otros.

La utilización de estos dispositivos permitirán obtener respuestas que definan mejor el comportamiento de las máquinas, en las cuales se puede observar la habilidad que tienen los generadores a estabilizarse frente a un disturbio.

### 3.3.5. Representación de reguladores de tensión

El programa facilita 24 modelos de reguladores de voltaje, y en algunos de estos modelos se puede representar la saturación. Estos sistemas de control también pueden ser modelados por medio de controladores definidos por el usuario(CDU).

El programa *ANATEM* presenta la opción de poder representar los reguladores de tensión y sistemas de excitación empleando los siguientes modelos:

### a) Modelos internos del programa

El código de ejecución DRGT es el que se utiliza para realizar la lectura de los datos de los modelos de reguladores de tensión y sistemas de excitación.

A continuación se detallará el modelo **MD01**, el cual accede a la representación de los modelos de reguladores de tensión, permitiendo adaptarse a las máquinas del sistema y al uso de los controladores definidos por el usuario (CDU).

El conjunto de datos son ingresados en el siguiente orden:

- 1.- Registro con el código DRGT y el número de modelo.
- 2.- Registro con los datos de los modelos de reguladores de tensión asociados y opciones activadas.
- 3.- El registro 9999 en las columnas 1-4 indicando el fin de conjunto de datos.

Ejemplo del formato:

DRGT MD01

(No) O (CS) (Ka) (Ke) (Kf) (Tm) (Ta) (Te) (Tf) (Lmin) (Lmáx)  
9999)

Las características que definen al modelo son las siguientes:

No	01-04	Número de identificación del modelo de regulador de tensión.
CS	01-11	Número de identificación de la curva de saturación.
Ka	13-17	Ganancia del regulador de tensión, en p.u.
Ke	18-22	Parámetro de excitatriz, adimensional.
Kf	23-27	Ganancia del circuito de reglamentación derivativo, en seg.
Tm	28-32	Constante de tiempo del transductor de tensión, en seg.
Ta	33-37	Constante de tiempo del regulador de tensión, en seg.
Te	38-42	Constante de tiempo de la excitatriz, en seg.
Tf	43-47	Constante de tiempo del circuito de reglamentación derivativo, en seg.
Lmin	48-52	Limite inferior de tensión de salida del regulador de tensión, en p.u.
Lmax	53-57	Limite superior de tensión de salida del regulador de tensión, en p.u.

## b) Representación utilizando controladores definidos por el usuario (CDU)

Los controladores definidos por el usuario (CDU) permiten describir modelos de controladores basados en diagramas de bloques que se encuentran definidos en el dominio de la frecuencia.

Para realizar la lectura de datos a ser ingresados en los modelos de los controladores definidos por el usuario se utiliza el código de ejecución *DCDU*

El conjunto de datos son ingresados en el siguiente orden:

- 1.-Registro con el código DCDU y opciones activadas.
- 2.-Registro con los datos de identificación del enésimo CDU.
- 3.-Registro con los datos de bloques de definición de valores de las variables enésimas CDU.
- 4.-Registro con el código FIMCDU.
- 5.-El registro 9999 en las columnas 1-4 indicando el fin de conjuntos de datos.

### Ejemplo del formato.

```
(----- Modelos de reguladores de tensión
{
(-----
{
(----- CONTROLADORES DEFINIDOS POR EL USUARIO -----
{
(-----
{
DCDU
(nc) ( nome edu )
  1 PAUTEAB 13.8
(nb) (tipo) (stip)s(Vent) (Vsal) (p1 )(p2 )(p3 )(p4 )(Vmin) (Vmax)
01 IMPORT VOLT      VTR
02 ENTRAD          VREF
03 LEDLAG      VTR  X10  1.0  0.0  1.0  0.10
04 LEDLAG      X5   X12  1.0  0.0  1.0  0.732
05 EXPORT EFD   X12
06 FUNCAO EXP  X12  X7   1.131 0.41 0.0
```

```

07 WSHOUT   X12 X0  0.0317 1.0  1.0
08 SOMA     -X10 X1
           -X0  X1
           +VREF X1
09 GANHIO   X1  X2  54.0
10 LEDLAG   X2  X3  1.0  0.0  1.0  0.105
11 LIMITA   X3  X4                LMIN LMAX
12 SOMA     +X4  X5
           -X7  X5
( (stip)(vdef)(d1)(d2)
DEFVAL     LMIN -3.850
DEFVAL     LMAX  3.850
FIMCDU

```

Siendo:

Código	Código	Descripción
nb	01-04	Número de identificación del bloque.
tipo	06-11	Tipo de bloque.
Stip	13-18	Subtipo de bloque.
S	19-19	Señal de la variable de entrada del bloque.
Vent	20-25	Identificación alfanumerica de la variable de entrada al bloque.
Vsal	27-32	Identificación alfanumerica de la variable de salida al bloque.
P1	34-39	Valor del parametro P1.
P2	40-45	Valor del parametro P2.
P3	46-51	Valor del parametro P3.
P4	52-57	Valor del parametro P4.
Vmin	59-64	Identificación alfanumerica de la variable asociada al limite inferior.
Vmax	66-71	Identificación alfanumerica de la variable asociada al limite superior.

### 3.3.6. Representación de cargas en el sistema

El código de ejecución *DCAR* es el que permite la lectura de parámetros que establecen la función de variación de carga, tales como:

- Impedancia constante
- Corriente constante
- Potencia constante

Se podrá dar también una composición de estos tres parámetros; en este punto se declara un valor límite mínimo de tensión por abajo del cual toda la carga pasa automáticamente a ser modelada como impedancia constante, esto se hace para evitar problemas computacionales. Cuando este código no es activado el programa modela la carga como impedancia constante.

Este modelo permite representar las cargas del sistema mediante la lectura de los parámetros A, B, C y D, que establecen una función de variación de carga en relación a la magnitud de tensión de las barras. Las cargas son modeladas por:

$$\text{Carga activa} = \begin{cases} (100-A-B+A*V+B*V^2)*P/100 & \text{si } V > V_{\text{ld}} \\ ((100-A-B)*V^2 / V_{\text{ld}}^2 + A*V+B*V^2) * P/100 & \text{si } V < V_{\text{ld}} \end{cases}$$

$$\text{Carga reactiva} = \begin{cases} (100-C-D+C*V+D*V^2)*Q/100 & \text{si } V > V_{\text{ld}} \\ ((100-C-D)*V^2 / V_{\text{ld}}^2 + C*V+D*V^2) * Q/100 & \text{si } V < V_{\text{ld}} \end{cases}$$

Donde:

A, C y B, D: Son los parámetros que definen las porciones de carga representadas por corriente e impedancia constante respectivamente, el porcentaje no definido en estos parámetros es asumido como potencia constante.

P y Q : Son las cargas activas y reactivas a tensión nominal ( $V=1.0_{p.u}$ ).

$V_{nd}$  : Tensión por debajo de la cual la porción de potencia constante pasa a ser modelada como impedancia constante (definida en Anarede).

El conjunto de datos son ingresados en el siguiente orden:

- 1.-Registro con el código DCAR y opciones activadas.
- 2.-Registro con los parámetros de función de variación de carga.
- 3.-El registro 9999 en las columnas 1-4 indicando el fin de conjunto de datos.

A continuación se muestra un ejemplo del formato en el que se define la variación de las cargas en tres barras(barras 5, 13, 15 y 17):

DCAR

```
(Tpo) (#) C Tpo) (#) C Tpo) (#) C Tpo) (#) (A) (B) (C) (D) (Vlim)
barr 5 E barr 13 E barr 15 E barr 17 50          100 0.95
9999
```

Las constantes que se utilizan en este código significan:

barr : Especifica que el elemento es una barra.

E : Especifica una condición de unión.

Código	Columnas	Descripción
Tpo	01-04	Tipo de elemento
#	06-09	Número de identificación de la barra.
A	47-49	Valor del parámetro que define la porción de potencia activa que varía linealmente con la magnitud de tensión.
B	51-53	Valor del parámetro que define la porción de potencia activa que varía con el cuadrado de la magnitud de tensión.
C	55-57	Valor del parámetro que define la porción de potencia reactiva que varía linealmente con la magnitud de tensión.
D	59-61	Valor del parámetro que define la porción de potencia reactiva que varía con el cuadrado de la magnitud de tensión.
Vlim	63-67	Valor de tensión por debajo del cual las cargas que se encuentran en función de una porción de potencia constante pasan a ser modeladas como una impedancia constante, en pu.

### 3.3.7. Asociación de generadores con los modelos de máquina y sistemas de control.

El código de ejecución *DMAQ* es el que nos permite activar la lectura de datos de asociación del generador o modelos de máquina y su respectivo sistema de control.

El conjunto de datos son ingresados en el siguiente orden:

- 1.-Registro con el código *DMAQ* y opciones activadas.
- 2.-Registro con los datos de asociación de generadores y modelos de máquina y sus respectivos sistemas de control.
- 3.-El registro 9999 en las columnas 1-4 indicando el fin de conjunto de datos.

Un ejemplo del formato utilizado es:

```
(----- DATOS DE MAQUINA
-----
DMAQ
(No) O Mq (P) (Q) Un (Mg) (Mr)u(Mv)u(Me)u
( PAUTEAB 13.8
  1   1       4   1   1U   1
```

En el cual se define la generación de PAUTEAB en la barra número 1, en la que se encuentran 4 unidades representadas por una máquina equivalente.

Las constantes que se utilizan en este código significan:

Campo	Columnas	Descripción
No	01-04	Número de identificación de la barra de generación la cual deberá ser asociado al modelo de máquina y respectivo sistema de control.
Mq	08-09	Número de identificación de la máquina equivalente. En una barra de generación pueden estar conectadas una o más máquinas equivalentes y una máquina equivalente puede ser constituida por un 7a o más unidades generadoras.
P	11-13	Porcentaje de la potencia activa generada en la barra, modelada por la máquina equivalente. Si no se pone algún valor toda la generación activa será modelada por esta máquina.
Q	15-17	Porcentaje de la potencia reactiva generada en la barra, modelada por la máquina equivalente. Si no se pone algún valor toda la generación reactiva será modelada por esta máquina.
Un	19-20	Número de unidades iguales que constituyen la máquina equivalente. Si no se pone algún valor será considerada solo una unidad.
Mg	22-25	Número de identificación del modelo del generador, como fue definido en el campo No en el código de ejecución DMGD.
Mr	27-30	Número de identificación del modelo de regulador de tensión, como fue definido en el campo número del código de ejecución DRGT o en el campo CDU del código de ejecución DCDU.
U	31-31	Define que el modelo del regulador de tensión o modelo de regulador de velocidad o modelo de estabilizador fueron definidos por el usuario a través del código de ejecución DCDU.
Mv	32-35	Número de identificación del modelo de regulador de velocidad y turbina, como fue definido en el campo número del código de ejecución DRGV o en el campo CDU del código de ejecución DCDU.
Me	37-40	Número de identificación del modelo de estabilizador aplicado en el regulador de tensión, como fue definido en el campo número del código de ejecución DEST o en el campo CDU del código de ejecución DCDU.

### 3.3.8. Representación de relés

El programa *ANATEM* facilita 4 modelos de relés:

- Relé de baja frecuencia (modelo 01)
- Relé de baja corriente (modelo 02)
- Relé de bajo voltaje (modelo 03)
- Relé de impedancia(modelo 04).

Los modelos de los réles pueden ser representados utilizando el código de ejecución *DREL*, el cual nos permite la lectura de los datos del réle.

Los datos deben ser ingresados en el siguiente orden :

1. Registro con el código DREL, y el número de modelo.
2. Registro con los datos de los modelos de reguladores de relés
3. El registro 9999 en las columnas 1-4 indicando el fin de conjunto de datos.

Como ejemplo se ilustra la aplicación de relés de impedancia (modelo 04) para la detección de defectos en la línea Paute(3)-Milagro(16):

```
(-----)
(----- MODELOS DE RELES
DREL MD04
(DE) (PA) #C (Bc) %Z)(ang)(Tré)(Tdi)M
   3  16  1  3  90  85  0  0.083A
   16  3  1  16  90  85  0  0.083A
9999
```

Las constantes que se utilizan en este código significan:

Campo	Columnas	Descripción
DE	01-04	Número de identificación de la barra inicial DE del circuito monitoreado por el relé.
PA	08-11	Número de identificación de la barra final PARA del circuito monitoreado por el relé.
#C	13-14	Número de identificación del circuito paralelo monitoreado por el relé.
Bc	16-19	Número de identificación de la extremidad del circuito, a partir del cual la impedancia es monitoreada para la actuación del relé en la apertura del circuito.
(%)	21-23	Porcentaje de la impedancia del circuito de ajuste del relé. Este porcentaje debe ser mayor que cero o dejar el espacio vacío para considerar el 100%.
Ang	24-28	Angulo de la impedancia de ajuste del relé, en grados
Tr	29-33	Temporización ajustada para la operación del relé, en seg.
Tdi	34-38	Tiempo del disyuntor en que efectivamente abre sus contactos, en seg.
M	39-39	Modo de operación simple.

### 3.3.9. Representación de eventos en el sistema

El programa ofrece facilidades para la configuración de la alteración del sistema y cargas, para lo cual se establece el código de ejecución *DEV*T. Este código permite activar la lectura de datos de eventos (disturbios), los cuales pueden ser: apertura y reconexión de circuitos en un lado o ambos, incluyendo reactores lineales; modificación de carga; aplicación de un corto circuito a una barra y desconexión de la misma; desconexión de unidades de generación; desconexión de motores de inducción, entre otros.

Los datos deben ser ingresados en el siguiente orden :

1. Registro con el código *DEV*T y opciones activadas.
2. Registro con los datos de eventos.
3. El registro 9999 en las columnas 1-4 indicando el fin de conjunto de datos.

A continuación se detallará la forma en que deben ser ingresados los datos para la simulación de un evento. El disturbio que se presenta es un cortocircuito trifásico lo más próximo a la barra 3 en un tiempo  $t = 1.0$  segundos (APCB). Después de 5 ciclos (0.083 seg.) en un tiempo  $t = 1.083$  segundos se despeja la falla (RMCB) y se abre el circuito trifásico (ABCI) que une las barras 3 y 16.

DEVT

(Ev) ( t) (El) (Pb) #C (Ex) (%) Mq Un (Bl) P (Rec) (Xcc)

APCB 1.000 3

RMCB 1.083 3

ABCI 1.083 3 16 1

9999

Las constantes que se utilizan en este código significan:

Campo	Columnas	Descripción
Ev	01-04	Evento.
APCB	01-04	Aplicación de un cortocircuito en la barra.
RMCB	01-04	Remoción de circuito en la barra.
ABCI	01-04	Apertura total del circuito en una de las barras especificadas.
t	06-10	Instante de ocurrencia del evento.
El	12-15	Número de identificación del elemento (barra).
Pb	16-19	Número de identificación de la extremidad del circuito en el cual será aplicado el evento.
#C	20-21	Número de identificación del circuito paralelo.
Ex	22-25	Número de identificación de la extremidad del circuito a partir del cual será aplicado el evento.
%	26-29	Porcentaje de acuerdo con el tipo de evento aplicado.
Mq	30-31	Número de identificación de la máquina (generador o motor) para los eventos asociados a sus pérdidas.
Un	32-33	Número de unidades.
P	38-38	Número de identificación del bloque de CDU en que será aplicado el evento.
Rec	39-43	Resistencia de la impedancia de cortocircuito, en porcentaje.
Xcc	44-48	Reactancia de la impedancia de cortocircuito, en porcentaje.

### 3.10. Especificación de datos para la realización de Simulaciones de eventos

El programa permite activar la lectura de datos de simulación por medio del código de ejecución *DSIM*. En este código se puede definir el tiempo de simulación, los pasos de integración y las frecuencias para la grabación de valores a ser graficados ó emisión de reportes.

Los datos deben ser ingresados en el siguiente orden :

1. Registro con el código DSIM y opciones activadas.
2. El registro 9999 en las columnas 1-4 indicando el fin de conjuntos de datos.

Por ejemplo:

```
DSIM
(Tmx) (Sip) (P) (Y)
10.0 005 5 999
```

Las constantes que se utilizan en este código significan:

Constante	Código	Descripción
Tmx	01-05	Tiempo máximo de simulación.
Sip	07-11	Pasos de integración, en segundos.
P	13-15	Frecuencia de gravado de los valores de las variables seleccionadas a ser ploteadas, en pasos de integración.
Y	17-19	Frecuencia de emisión de reportorio, en pasos de integración. El valor a ser escogido debe ser impar.

### 3.11. Especificación del formato de datos para obtener salidas gráficas

Esto se lo realiza por medio del código de ejecución *DPLOT*, el cual permite activar la lectura de datos de las variables a ser almacenadas en el archivo a graficarse.

Los datos deben ser ingresados en el siguiente orden :

1. Registro con el código DPLT y opciones activadas.
2. Registro con los datos para la gráfica de salida.
3. El registro 9999 en las columnas 1-4 indicando el fin del conjunto de datos.

En el siguiente ejemplo se especifican 3 variables(FMAQ: frecuencia del generador, ILIN: corriente a nivel de 230KV y DELT: ángulo de eje de cuadratura del generador) a ser graficadas:

```
DPLT
(Tp) (EI) (Pa) Nc Mq (Br) Mr (Ex) (BI)
(----- FRECUENCIA DEL GENERADOR
FMAQ 1          1
(----- CORRIENTES EN EL ANILLO DE 230KV
ILIN  3          16
(----- ANGULO q DEL GENERADOR
DELT  1          1  1  1
9999
```

donde:

Código	Columnas	Descripción
Tp	01-04	Código de la variable a ser graficada.
EI	06-09	Número de identificación del elemento(barra) o de la extremidad DE del circuito asociado a la variable a ser graficada.
Pa	11-14	Número de identificación de la extremidad PARA del circuito asociado a la variable a ser graficada.
Nc	16-17	Número de identificación del circuito paralelo asociado a la variable a ser graficada.
Mq	19-20	Número de identificación de la máquina en el caso de la variable asociada al generador o motor de inducción.
Br	22-25	Número de identificación de la barra en la cual esta conectada la máquina de referencia de ángulo.
Mr	27-28	Número de identificación de la máquina, cuyo eje q será tomado como referencia.
Ex	30-33	Número de identificación de la extremidad del circuito en que la variable asociada será graficada.
BI	35-38	Número de identificación del bloque de CDU cuya variable(de salida o estado) asociada será graficada.

### 3.3.12. Activación de la simulación del caso de estabilidad

Para activar la ejecución de la simulación del caso de estabilidad se debe establecer el código de ejecución EXSI. Pudiendo seleccionar las opciones de control de ejecución disponibles CONT, FILE, FREQ, INIC, RGER, ROPG, RCAR, RLDC, RMOT, 80CO.

El conjunto de datos es ingresado en el siguiente formato:

Registro con el código EXSI y opciones activadas.

Por ejemplo:

EXSI ROPG FILE IMPR 80CO

### 3.3.13. FINALIZACION DE LA EJECUCION DEL PROGRAMA

El código de ejecución FIM es el que permite terminar la ejecución del programa. En este código no existen opciones de control de ejecución disponibles.

El conjunto de datos es ingresado en el siguiente formato:

Registro con el código FIM.

Por ejemplo:

( FIN DE LA SIMULACION  
FIM

## 3.4. EJECUCIÓN DEL PROGRAMA ANATEM

Para la ejecución de este programa se utiliza un flujo de potencia que haya convergido reestableciéndolo de un archivo histórico de casos almacenados del programa Anarede.

En el ingreso de los datos de entrada se dan las facilidades en relación a las máquinas y sus respectivos controles, y los demás elementos del sistema de potencia, que son definidos a través de los códigos de ejecución.

Para efectuar una corrida de este programa se usan las siguientes unidades lógicas:

- Unidad lógica 1, que es en donde se escribe el nombre del archivo de la base de datos. Con extensión STB, de preferencia para saber que se trata de una base de datos para estudio de estabilidad.
- Unidad lógica 2, aquí se especifica el nombre del archivo histórico de casos almacenados.
- Unidad lógica 4, es para direccionar los resultados de salida, en este se crea un nuevo archivo de preferencia con extensión OUT (para saber que es un archivo con resultados de el comportamiento dinámico de sistemas de potencia cuando es sometido a perturbaciones), en este archivo aparecerán todos los datos que se especifiquen en la base de datos con el código de ejecución RELA.
- Unidad lógica 8, este es para direccionar los datos ploteados (que es el archivo que se utiliza de base de datos para graficar los resultados por medio del programa **Desegraf**).

El orden para definir estas unidades es: 4, 8, 2, 1. La unidad lógica 1 siempre se define al final pues en esta va la base de datos y con ella la ejecución del programa.

Las tolerancias utilizadas para la verificación de criterios de convergencia, o número máximo de iteraciones del proceso de solución, etc., están descrito en el código de ejecución DCTE.

Los valores iniciales de estas constantes están también definidas en el código de ejecución DCTE, y a través de este código pueden ser modificadas el tiempo de ejecución del programa. Por simplicidades estas constantes son referidas en el manual por su código, como por ejemplo, constante TETE, TEMD, etc.

## **CAPITULO IV**

### **ANALISIS DE LA ESTABILIDAD TRANSIENTE DE UN SISTEMA DE POTENCIA**

#### 4.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE POTENCIA

El programa para estudios de estabilidad transientes (ANATEM) será utilizado para analizar un sistema de potencia; la configuración de este sistema es similar al sistema nacional interconectado de nuestro país.

El sistema de potencia esta comprendido por centrales de generación, subestaciones, líneas de transmisión y centros de cargas, que se encuentran distribuidos en todo el país. El sistema se caracteriza por tener un sistema de anillo cerrado al nivel de 230.000 voltios, el cual permite transmitir energía eléctrica en forma más continua. Este anillo principal de transmisión esta formado por las siguientes barras:

Número de la barra	Nombre
3	PAUTE
16	MILAGRO
24	PASCUALES
44	QUEVEDO
49	SANTO DOMINGO
57	SANTA ROSA
85	TOTORAS
86	RIOBAMBA

En este sistema se genera energía eléctrica, ya sea por centrales térmicas o hidroeléctricas; siendo la mayor cantidad de energía generada por centrales térmicas, sin embargo la central hidroeléctrica Paute con sus fases A, B y C es la más grande y de mayor potencia instalada en el país.

El sistema esta formado por barras conectadas a diferentes niveles de voltajes, siendo estos: 6.600, 13.800, 34.500, 46.000, 69.000, 138.000 y 230.000 voltios. Las cargas del sistema se encuentran concentradas en treinta barras distribuidas en todo el país, siendo el mayor centro de carga en este sistema la ciudad de Guayaquil.

A continuación se describirán los generadores, transformadores, líneas y cargas consideradas en el sistema para el estudio de estabilidad transiente.

## 4.2 DATOS DE LOS GENERADORES

En el sistema se han considerado dos tipos de generados; los de rotores con polos salientes para centrales hidráulicas y los de rotores cilíndricos para centrales térmicas. En las tablas 1 y 2 que se encuentran en el anexo 2, se detallan las características de los generadores considerados en el estudio.

El significado de las constantes que se encuentran en esta tabla es el siguiente:

**MVA**: Potencia aparente nominal de la maquina, en ( MVA ).

**X<sub>d</sub>** : Reactancia sincrónica de eje directo, en %.

**X<sub>q</sub>** : Reactancia sincrónica de eje en cuadratura, en %.

**X'<sub>d</sub>** : Reactancia transitoria de eje directo, en %.

**X'<sub>q</sub>** : Reactancia transitoria de eje en cuadratura, en %.

**X''<sub>d</sub>** : Reactancia subtransitoria de eje directo, en %.

**T'<sub>do</sub>** : Constante de tiempo transitorio de eje directo en circuito abierto, en seg.

**T'<sub>qo</sub>**: Constante de tiempo transitorio de eje en cuadratura en circuito abierto, en seg.

**T''<sub>do</sub>**: Constante de tiempo subtransitorio de eje directo en circuito abierto, en seg.

**T''<sub>qo</sub>**: Constante de tiempo subtransitorio de eje en cuadratura en circuito abierto, en seg.

**R<sub>a</sub>** : Resistencia de arrollamiento de armadura, en ( % ).

**H** : Constante de inercia, en ( seg. ).

En la tabla 1 se presentan las características de los generadores de polos salientes, la potencia total instalada en este tipo de generadores es de 1580.1 MVA y en la tabla 2 se tiene que la potencia instalada en las centrales con generadores rotor cilíndrico es de 836.0 MVA. Teniéndose una potencia total instalada en el sistema de 2416.1 MVA.

## 4.3 DATOS DE LAS CARGAS

Para obtener una configuración simplificada del sistema de potencia en estudio, se procedió a reubicar las cargas en otras barras, obteniéndose finalmente un total de treinta y dos barras, descritas en el anexo 2 ( tabla 3); siendo la carga total de 1777.8 MW y 528.91 MVAR.

#### 4.4 DATOS DE LAS LINEAS Y SUBESTACIONES

El sistema nacional interconectado se encuentra formado por subestaciones de transmisión y de distribución; transmitiéndose grandes cantidades de energía a niveles de 230.000 y 138.000 voltios por medio de líneas de transmisión, y llegando esta energía a ser distribuida a niveles de 69.000 voltios en los centros de carga.

En la tablas 4, 5 y 6 del anexo 2, se describen algunas características de las líneas de transmisión para niveles de voltajes de 230.000, 138.000 y 69.000 voltios respectivamente. En estas tablas se especifican la cantidad de circuitos trifásicos que poseen las líneas, la resistencia y la reactancia de esta en valores por unidad(pu) y el límite térmico en MVA.

En la tabla 7 del anexo 2, se describen características de las subestaciones, tales como: relación de transformación, reactancia en pu, capacidad en MVA según el tipo de enfriamiento(FA, FOA) y también se especifica si los transformadores poseen variador de tap bajo carga(LTC).

#### 4.5 FLUJO DE CARGA PARA DEMANDA MAXIMA

Previo a realizar el estudio de estabilidad transiente es necesario obtener un flujo de carga del sistema de potencia; ya que este flujo nos dará las condiciones iniciales para la realización de dicho estudio.

En el sistema se consideró a la barra número 1(Paute AB a 13.8 KV) como la barra de referencia; asignandosele un voltaje de 1.050 por unidad y un ángulo de cero grados. Los valores de voltajes que se obtubieron en la corrida del flujo de potencia se encuentran en su mayoría en un rango de 1.050pu a 0.960pu; obteniendose valores fuera de rango en las barras de Tena(0.910 pu), Puyo(0.9838 pu) y Guaranda(0.945 pu), los cuales corresponden a barras que solo poseen cargas y que estan a 69.000 voltios.

La configuración del sistema en consideración se muestran en la figura 4.1.

A continuación se detallan los capacitores utilizados en esta corrida de flujo de potencia:

Número de la barra	Nombre de la Subestación	Voltaje (KV)	Capacitores MVAR
20	BABAHOYO	69	6,40
22	MACHALA	69	10,40
27	PASCUALES	69	44,90
43	POLICENTRO	69	12,60
56	S/E	69	5,00
59	STA. ROSA	69	36,00
92	TULCAN	69	2,00

El flujo de carga es de mucha importancia en el diseño y planificación de los sistemas de potencia, ya que con estos se puede determinar las mejores condiciones de operación. Por lo indicado, se preparó el flujo de carga a la demanda máxima por medio del programa *Anarede*, con el cual se obtuvieron valores de magnitud y ángulo de los voltajes en las barras y los flujos de potencia activa y reactiva en el sistema. Las bases de datos y los resultados de salida de los programas *Anarede* y *Anatem* se encuentran en el anexo 3.

## 4.6 USO DE ANATEM EN EL ANÁLISIS DE LA ESTABILIDAD TRANSIENTE

### 4.6.1. Generalidades

Para analizar el programa ANATEM se utilizará la información disponible de un sistema de potencia. Se estudiará el comportamiento de este sistema cuando se somete a un disturbio, para lo cual se analizarán diferentes variables tales como: los voltajes, las frecuencias, los ángulos internos de las máquinas, los flujos de potencia y las corrientes. También se deberá considerar los diferentes tipos de representaciones de generadores y componentes del sistema.

Los modelos a representarse son:

- Modelo 1.- Se realiza la representación clásica del generador. Asumiéndose la carga como impedancia constante.
- Modelo 2.- Se incluye la representación del generador sea este con polos salientes o con rotor cilíndrico más la representación del regulador de voltaje. También se asume la carga como impedancia constante.
- Modelo 3.- Se representa el modelo 2 adicionado la representación del regulador de velocidad. Se asume la carga como impedancia constante.
- Modelo 4.- Se representa el modelo 3 para las máquinas del sistema y se realizan representaciones especiales para las cargas.
- Modelo 5.- Se representa el modelo 4 adicionando la representación de relés.

También se simulará dos tipos de contingencias en las cuales se utilizarán los diferentes modelos descritos anteriormente. Los tipos de contingencias que se considerarán son:

- Análisis de estabilidad ante una falla trifásica
- Análisis de la estabilidad ante la pérdida de generación

#### 4.6.2. Análisis de estabilidad ante una falla trifásica

En este caso se simulará una falla trifásica en una terna del circuito Paute(7)-Milagro(16) de 230 KV. El cortocircuito trifásico aplicado en nuestro análisis es simulado lo más cerca posible a la barra Milagro(16) de tal forma que se trata como un cortocircuito en esta. La simulación es realizada en el programa Anatem por un tiempo de 10 segundos, realizándose la falla en el primer segundo, seguida por un tiempo de despeje de la falla de 5 ciclos ( 0.083 segundos ), luego de lo cual se abre la línea.

A continuación se describen las observaciones realizadas en la simulación de esta falla utilizando los diferentes modelos. Encontrándose las gráficas de salida para todos los modelos en el anexo 4 (gráficas 1).

Modelo 1.- Las variables de análisis del sistema se muestran desde la figura 1 hasta 6. En este tipo de representación se observa que el voltaje en las barras de generación oscila entre valores de 0.95 a 1.06, a excepción de la barra de Paute-C que tiene un valor máximo de 1.07. Los valores de corriente en el anillo oscilan considerablemente destacándose la línea Paute-Milagro, a diferencia de la línea Milagro-Pascuales que posee pequeñas oscilaciones sostenidas. Con respecto a la frecuencia las oscilaciones son crecientes observándose que al cabo de 10 segundos se alcanza valores alrededor de 61.80 hertz.

En cuanto a los ángulos internos de las máquinas se observa que estos tienen una oscilación permanente con respecto a su ángulo de referencia.

En los flujos de potencia activa y reactiva se tienen oscilaciones aperiódicas indicando que durante la falla se producen grandes variaciones de potencia activa con respecto a la variación del flujo de potencia reactiva.

Modelo 2.- La variación de los parámetros de análisis en este tipo de modelo se presentan en las figuras 7 hasta 12 del anexo 4. En este caso se observa que después de haber transcurrido la falla: el voltaje en las barras de generación se estabiliza a los 6 segundos de producirse la falla. Las corrientes en el anillo de 230 KV. oscilan en forma amortiguada observándose que se estabilizan a los 7 segundos luego de producirse la falla. Con respecto a la frecuencia se observa lo siguiente (fig. 12):

- En los cuatro primeros segundos, luego de haber ocurrido la falla la frecuencia presenta de 3 a 4 oscilaciones amortiguadas.
- A partir de 4 seg. de haber ocurrido la falla, se presenta un crecimiento lineal de la frecuencia que tiende a un valor alrededor de 61.30 Hz.

En cuanto a los ángulos internos de las máquinas se observa que estos oscilan en forma amortiguada con respecto a la máquina Paute AB que es la referencia del sistema en análisis. Estas oscilaciones tienden a estabilizarse 9 segundos luego de haberse producido la falla (fig. 11).

En los flujos de potencia activa y reactiva que entregan los generadores se obtienen oscilaciones amortiguadas, observándose que las máquinas de menor generación se estabilizan más rápidamente ( 5 segundos ) que las otras.

Modelo 3.- En este caso se considera el regulador de velocidad que actúa en 1 seg. después de haberse producido la falla. En las figuras 13 hasta 18 se muestran las gráficas obtenidas en este modelo. En la figura 18 se observa que el incremento sostenido de frecuencia que se mantenía en el modelo 2, ya no se repite y que más bien, la máquina tiende a bajar la frecuencia a niveles de 60 Hz.

En este modelo se observa que el voltaje en las barras de generación (fig. 13) se estabiliza 5 segundos después de haber ocurrido la falla, tomando valores inferiores o iguales que los de prefalla.

Los ángulos internos de los generadores (fig. 17) muestran que las oscilaciones son de menor amplitud que las obtenidas en el modelo 2 y que se estabilizan en menor tiempo.

Las corrientes en el anillo de 230KV (fig. 14) logran estabilizarse después de haber 5 ó 6 oscilaciones amortiguadas que ocurren en un tiempo de 5 segundos después de haber ocurrido la falla.

Las figuras 15 y 16 muestran las gráficas de los flujos de potencia activa y reactiva, en las cuales se aprecian que los flujos para máquinas pequeñas se estabilizan de 2 a 3 segundos luego de haber ocurrido la falla; pero para el caso de las potencias en los generadores de Paute AB, se observa que los flujos se estabilizan a los 7 segundos de haberse producido la falla.

Modelo 4.- La carga en las barras del sistema se las a representado en un 50% de impedancia constante y en un 50% de potencia constante para la parte activa de la carga, y 100% de impedancia constante para la parte reactiva.

En las figuras 19 hasta 24 se muestran las salidas gráficas de los voltajes en las barras de generación, las corrientes del anillo, las frecuencias, los ángulos internos de las máquinas y los flujos de potencia activa y reactiva; observándose en que las variables no cambian considerablemente con respecto a las del modelo 3.

Modelo 5.- En este tipo de representación se incluyen relés de impedancia, el cual está definido con un porcentaje de ajuste del relé a un 90%, con un tiempo de operación del relé de 0.0 segundos y un tiempo de operación del disyuntor de 5 ciclos(0.083 seg) apartir de la operación del relé. En el sistema los relés sentsan la falla pero los únicos que logra operar son los de la línea Paute(3) - MILAGRO(16), dando la orden de apertura a los disyuntores en esta línea. Las gráficas de las variables de salida de este modelo son iguales a las obtenidas en las figuras 19 hasta 24 del modelo 4.

#### 4.6.3 Análisis de la estabilidad ante la pérdida de generación

En este caso se simulará la pérdida de generación total en la central Paute-C que se encuentra conectada a la barra 7 a 13.8 KV, esto se lo realiza retirando al mismo tiempo los 5 generadores que conforman la central, los cuales antes de ser retirados suministran una potencia activa y reactiva de 525 MW. y 35 MVAR. respectivamente.

Las salidas gráficas de las diferentes variables obtenidas en estas simulaciones se muestran en el anexo 4. Las observaciones realizadas en los diversos modelos son las siguientes:

Modelo 1.- En este tipo de representación los voltajes de las barras de generación (figura 25) presentan oscilaciones irregulares tomando valores que oscilan entre 1.04 a 1.06 por unidad.

En cuanto las corrientes (figura 26) una vez ocurrido el disturbio estas bajan en un 50% del valor de prefalla y luego empiezan a obtenerse oscilaciones sostenidas.

En las potencias activas (figuras 27 a y 27 b) se observa que mientras mayor es la capacidad de la máquina, mayores son las oscilaciones obtenidas, y a menor capacidad menor es el número de oscilaciones.

Los ángulos internos de los generadores (figura 28) muestran oscilaciones permanentes, excepto la máquina de Paute-C que indica una situación diferente, es decir una función creciente indicándose que el generador es retirado del sistema.

Las frecuencias de las máquinas(figura 29) crecen indefinidamente esto se debe a que en este modelo no se considera un dispositivo de control de velocidad.

Modelo 2.- En esta representación se observa que una vez ocurrido el disturbio los voltajes de las máquinas decrecen llegando a valores de 0.85 por unidad aproximadamente (figura 30).

En las corrientes del anillo se observa que estas decrecen rápidamente y luego comienzan oscilar en forma amortiguada por unos 4 ó 5 segundos después de haber ocurrido la falla, luego de lo cual las corrientes de los circuitos comienzan incrementarse o disminuirse linealmente (figura 31).

Las potencias activas de las máquinas se estabilizan después de haber oscilado de 3 a 4 segundos en forma amortiguada (figura 32 a y 32 b), notándose que se mantienen en un valor aproximado del 50 % del valor de prefalla. Cabe anotar que la potencia activa y reactiva de Paute-C es cero.

Los ángulos internos de las máquinas oscilan en un intervalo de 5 segundos, luego algunos se incrementan y otros disminuyen sus valores con respecto a la máquina de referencia (figura 33 a).

Al observar la frecuencias notamos que estas no se reducen en forma tan brusca como en el modelo 1 (figura 34), tomando en 6.5 segundos valores instantáneos de 54 Hz., luego de lo cual falla trata de estabilizarse a su valor de prefalla.

Modelo 3.- En esta representación el voltaje se presenta una situación diferente en la variación del voltaje. En este caso el voltaje, en el intervalo de 1.5 a 2 segundos tiende a toma su valor de prefalla. De esta manera se logra estabilizar el voltaje de las máquinas (figura 35).

Se observa que las corrientes del anillo decrecen rápidamente y luego comienzan oscilar en forma amortiguada por unos 3 ó 4 segundos después de haber ocurrido la falla, luego de lo cual las corrientes de los circuitos comienzan incrementarse o disminuirse linealmente, tomando valores mayores que los obtenidos en el modelo 2 (figura 36)

En las potencias activas (figura 37 a y 37 b), se observa que sus características son semejantes al modelo 2, con la diferencia que existe un pequeño incremento de las potencias.

Al observar el ángulo interno de los generadores notamos que en estas máquinas al ocurrir el disturbio empiezan a oscilar, después de 1 segundo incrementan su valores por un intervalo de 3 segundos, para luego decrecer hasta llegar a un valor aproximado del 60% del valor inicial, con la tendencia a seguir decreciendo (figura 38).

En la frecuencia se observa que al utilizar el regulador de velocidad se logra establecer al cabo de 10 segundos una de frecuencia de 57 HZ. Notándose que este parámetro no se lo puede mantener constante (figura 39).

Modelo 4.- Para poder observar el comportamiento del sistema cuando se produce una pérdida de generación se utilizara dos formas de representar la carga.

La primera es considerando la carga como 100% de impedancia constante tanto para las potencias activas como para las reactivas. Observándose que las potencias activas y reactivas son semejantes al modelo 3 con la diferencia que la potencia activa del generador PauteAB se estabiliza aproximadamente a 450 MW, y la parte reactiva en 27 MVAR. En los ángulos internos de los generadores se observa que al finalizar la simulación tienden a un valor mayor que el ángulo de prefalla. En cuanto a los demás parámetros estos no se modifican.

La segunda es considerando a la carga como un 50% de impedancia constante y 50% de potencia constante para la parte activa del mismo, y 100% de impedancia constante para la parte reactiva. Observándose lo siguiente:

Los voltajes decrecen lentamente llegando a un mínimo de 0.89 pu en un tiempo de 5 segundo después de producirse el disturbio; y luego tratan de regresar a su valor inicial, llegando finalmente a 0.91 pu.

La potencia activa del generador específicamente en la máquina PauteAB se estabiliza en 360 MW que es un valor menor comparado con la anterior representación.

Cabe mencionar que los valores de potencia activa y reactiva se estabilizan en valores menores con respecto a la anterior representación.

La frecuencias decrecen hasta un valor mínimo de 56.2 Hz a los 3 segundos de haber ocurrido la falla, luego de lo cual tienden a estabilizarse en 60.16 Hz al finalizar la simulación.

En los ángulos internos de los generadores se observa que al finalizar la simulación tienden a un valor menor que el ángulo de prefalla

**Modelo5.** En esta representación se ha utilizado dos tipos de relés:

- el relé de impedancia
- el relé de subfrecuencia.

Al utilizar el primer relé se observa que:

Los voltajes decrecen rápidamente, llegando a un valor de 0.95 pu a los 2 segundos de haberse retirado los generadores, después crecen hasta llegar a un valor próximo al de prefalla, luego de lo cual los voltajes tienden a estabilizarse en un valor inferior (figura 45).

Las corrientes decrecen rápidamente y después comienzan a oscilar por un tiempo de 4 segundos de haberse producido la falla, luego de lo cual las corrientes comienzan a incrementar o decrecer linealmente (figura 46).

Los ángulos internos de los generados oscilan en forma creciente, llegando a un valor máximo a los 5 segundos de producirse la falla, luego de lo cual decrecen tomar un valor próximo al de prefalla al término de la simulación (figura 48).

La frecuencia decrece exponencialmente alcanzando un valor mínimo de 54.28 Hz a los 4 segundos de producirse la falla, luego comienza a crecer suavemente llegando a un valor de 56 Hz al término de la simulación (figura 49).

La utilización de relés de subfrecuencia se la realiza con el objeto de poder aliviar carga en las barras al detectar un valor de frecuencia que este fuera del permitido, el cual puede llevar a la pérdida del sincronismo. Para nuestro caso a analizarse el limite es el  $\pm 0.3\%$ , también se define el tiempo de ajuste del relé (5ciclos) y el tiempo que demora en operar el disyuntor.

A continuación se detalla el porcentaje de rechazo de carga por barra para este caso:

100% Para Cuenca 69KV  
 100% Para Limon 69 KV  
 100% Para Loja-Cumbaratza 69KV  
 100% Para Milagro 69KV  
 100% Para Machala 69KV  
 100% Para Santo Domingo 69KV  
 100% Para Riobamba 69KV  
 100% Para Babahoyo 69KV  
 100% Para Quevedo 69KV  
 100% Para Pelileo 69KV  
 5% Para Pascuales 69KV  
 10% Para Santa Elena 69KV  
 5% Para Posorja 69KV  
 5% Para Salitral 69KV  
 5% Para Policentro 69KV  
 50% Para Manabi 69KV  
 5% Para Esmeraldas 69KV  
 5% Para S / E -19 46KV  
 50% Para Santa Rosa 46KV  
 5% Para Selva Alegre 46KV  
 5% Para Vicentina 46KV  
 5% Para Ibarra 34.5KV  
 5% Para Ambato-Latacunga 69KV  
 5% Para Baños 69KV  
 5% Para Puyo 69KV  
 5% Para Tena 69KV  
 5% Para Guaranda 69KV  
 5% Para Guangopolo 13.8KV  
 5% Para Papayacta 138KV  
 5% Para Tulcan 69KV

Todos estos porcentajes de carga que se pueden retirar equivalen al 33% de la carga del sistema. En las figuras 50 a 53 del anexo 4 se muestran las salidas de las variables en estudio. Se observa que la variable de voltaje toma un valor máximo (1.5pu), pero esta vez tiende a caer en forma lenta y trata de estabilizarse con pequeñas oscilaciones a partir de los 6 segundos después del disturbio.

Las potencias activas y reactivas existen fluctuaciones permanentes. Los ángulos ya no se aceleran o desaceleran en forma tan brusca, mas bien tratan de entrar en sincronismo debido a sus pequeñas fluctuaciones.

Con respecto a la frecuencia, esta trata de tomar su valor inicial después de 5 segundos de haberse producido la falla.

También se realizo una prueba en la cual se rechazó el 63 % de la carga del sistema. Se observo que los voltajes al culminar el tiempo de simulacion no tiende a los valores iniciales. Al contrario la corriente al finalizar el tiempo de simulacion se mantiene en valores que decrecen en un 45 % .

Con respecto al ángulo interno de las máquinas se decrementa, al observar PauteC , el ángulo trata de mantenerse fijo pero al transcurrir 1 segundo de haberse producido la falla cae en forma decreciente.

Al observar la frecuencia sucede algo diferente esta vez se incrementa a un valor de 66 Hz, al cabo de 5 segundos luego haberse producido la falla y después empieza a decrecer.

## CONCLUSIONES.-

La utilización del modelo 1 ( modelo clásico ) para representar la máquina sincrónica, no permiten determinar que tan estable es el sistema de potencia. Estos resultados se deben a que este modelo involucra pocas características de la máquina sincrónica, y que en ninguna de ellas se define algún dispositivo limitador, de control, o de protección.

Al definir en el modelo dos, los diferentes tipos de máquinas sincrónicas como son de polos salientes y de rotor cilíndrico y al involucrar el reguladores de tensión, se observó que el voltaje se estabiliza cerca de su valor inicial.

La representación de una mayor cantidad de parámetros en el modelo 2, muestra un comportamiento más esperado del sistema frente a un evento.

Al representar el gobernador o control de velocidad ( modelo 3 ), se logra controlar la aceleración o desaceleración de la máquina sincrónica frente a un disturbio, consiguiendo que la variación del ángulo del rotor sea mínima y que la frecuencia tienda a alcanzar un valor de pre-falla.

Luego de revisar los resultados obtenidos en los diferentes modelos se puede concluir que el modelo 3 es el más apropiado para tomar decisiones de estabilidad transiente de un sistema de potencia.

Representar dispositivos de protección tales como relés de alta impedancia o relés de subfrecuencia, en los estudios de estabilidad ayuda a tomar decisiones acerca de que

circuitos o cargas se deben desconectar y en que tiempo, de tal forma que el sincronismo del sistema no se altere luego del disturbio. El alivio de carga es una decisión que debe tomarse considerando la importancia de las mismas.

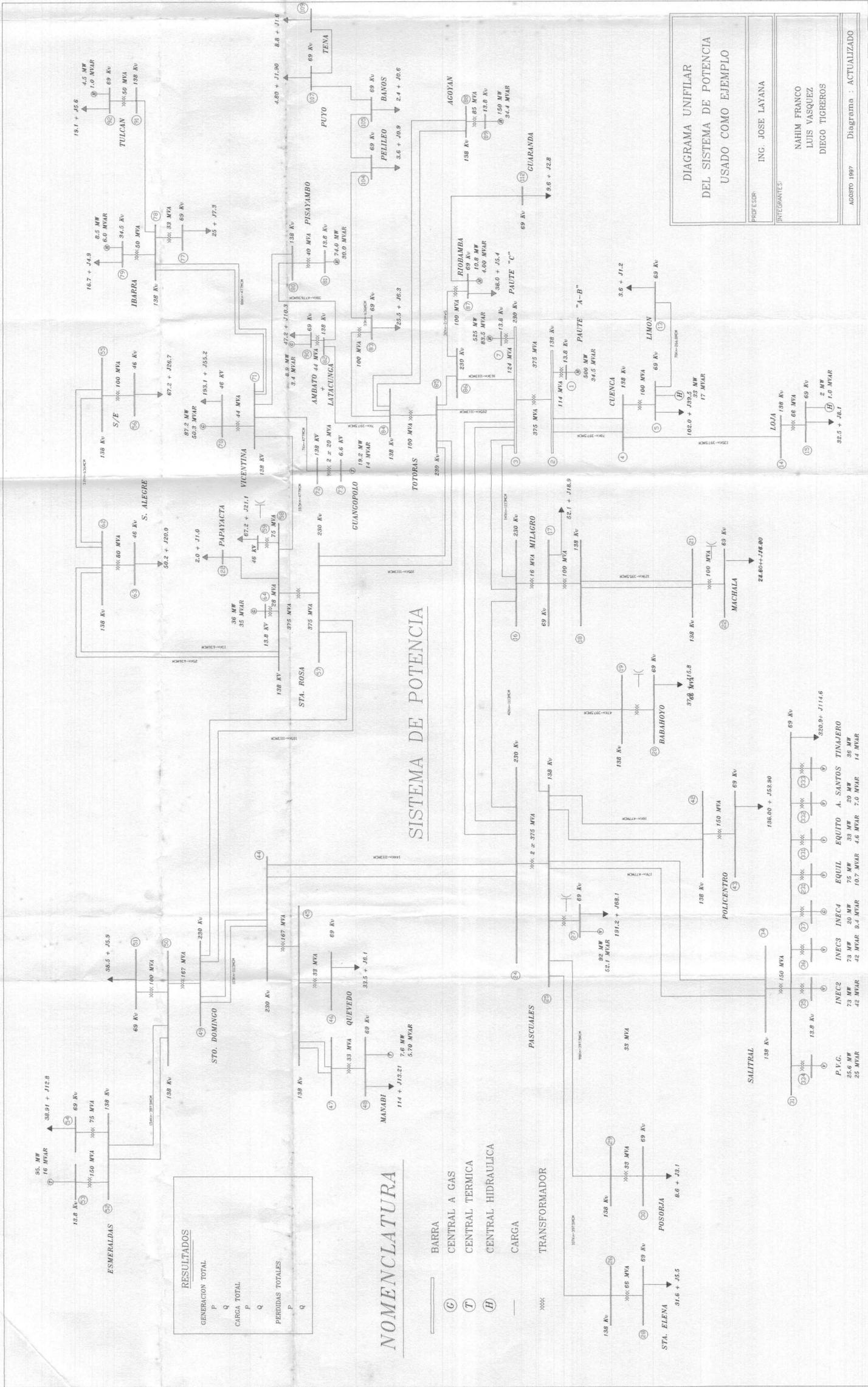
El uso del programa ANATEM permite realizar estudios de estabilidad transiente, en los que pueden ser representadas las máquinas, dispositivos de control, dispositivos de protección, representaciones especiales de la carga y representación de diversos tipos de contingencias.

Además se pueden realizar una amplia variedad de simulaciones para un determinado evento, lo cual permite que el usuario pueda adquirir destreza para determinar el comportamiento de un sistema y poder tener mayor criterio en la realización de diagnósticos y soluciones que deben ser considerados en la planificación y operación de un sistema de potencia. Sin embargo, para que en un estudio se puedan dar verdaderas soluciones, se recomienda la utilización de características de máquinas y otros elementos de un sistema de potencia que sean lo más reales posibles, de tal forma que se tenga una plena confianza en los resultados que se obtengan en los estudios de estabilidad transiente.

Uno de los componentes que también debe investigarse es la carga y establecer modelos que representen mejor su comportamiento cuando se presentan variaciones en las tensiones y frecuencia.

## BIBLIOGRAFIA

- Fouad. Stability Theory-Criteria for Transient Stability, Proc Engineering Foundation Conference on System Engineering for Power, pp. 421-450, Henniker, 1975
- W. Kimbark, Power System Stability, Vol. III: Synchronous Machines, Jhon Wiles & Sons, 1956.
- IEEE Task Force Reportte, Load Representation for Dynamic Perfomance Analysis, Paper 92WM126-3, New York, January 26-30, 1982.
- M. Groetaers, Problemas Especiales de Ingenieria eléctrica, Espol, 1996
- Manual del usuario de Anarede, Cepel, 1995
- Manual del usuario de Anatem, Cepel, 1995
- P. Anderson y A. Fouad. Power System Control and Stability, Iowa,U.S.A, 1977.
- P. Kundur, Power System Stability, McGraw-Hill, U.S.A., 1994
- W. D. Stevenson, Análisis de sistemas eléctricos de potencia, Tercera Edición, McGraw-Hill, 1975



**RESULTADOS**

GENERACION TOTAL	
P	Q
CARGA TOTAL	
P	Q
PERDIDAS TOTALES	
P	Q

**NOMENCLATURA**

— BARRA

(C) CENTRAL A GAS

(T) CENTRAL TERMICA

(H) CENTRAL HIDRAULICA

— CARGA

\*\*\* TRANSFORMADOR

**DIAGRAMA UNIFILAR  
DEL SISTEMA DE POTENCIA  
USADO COMO EJEMPLO**

PROFESOR  
ING. JOSE LAYANA

INTEGRANTES:  
NAHIM FRANCO  
LUIS VASQUEZ  
DIEGO TIGREROS

AGOSTO 1987 Diagrama - ACTUALIZADO