

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



**ANÁLISIS Y SIMULACIÓN DE ESTABILIDAD
TRANSITORIA EN SISTEMAS MULTIMÁQUINA**

PRESENTADO POR:

CRISTIAN ANTONIO AGUILAR QUINTANILLA

JOSÉ MANUEL HERNÁNDEZ MUÑOZ

PARA OPTAR AL TÍTULO DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

CIUDAD UNIVERSITARIA, SEPTIEMBRE DE 2019

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

RECTOR:

MSC. ROGER ARMANDO ARIAS ALVARADO

SECRETARIO GENERAL:

MSC. CRISTÓBAL HERNÁN RÍOS BENÍTEZ

FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA

DECANO:

ING. FRANCISCO ANTONIO ALARCÓN SANDOVAL

SECRETARIO:

ING. JULIO ALBERTO PORTILLO

ESCUELA DE INGENIERIA ELÉCTRICA

DIRECTOR:

ING. ARMANDO MARTÍNEZ CALDERÓN

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Trabajo de Graduación previo a la opción al Grado de:

INGENIERO ELECTRICISTA

Título:

**ANÁLISIS Y SIMULACIÓN DE ESTABILIDAD
TRANSITORIA EN SISTEMAS MULTIMÁQUINA**

Presentado por:

CRISTIAN ANTONIO AGUILAR QUINTANILLA

JOSÉ MANUEL HERNÁNDEZ MUÑOZ

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor:

ING. JOSÉ MIGUEL HERNÁNDEZ

SAN SALVADOR, SEPTIEMBRE DE 2019

Trabajo de Graduación Aprobado por:

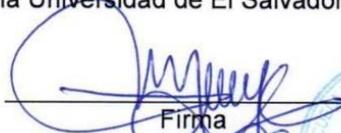
Docente Asesor:

ING. JOSÉ MIGUEL HERNÁNDEZ

ACTA DE CONSTANCIA DE NOTA Y DEFENSA FINAL

En esta fecha, jueves 5 de septiembre de 2019, en la Sala de Lectura de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, a las 11:00 a.m. horas, en presencia de las siguientes autoridades de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de El Salvador:

1. Ing. Armando Martínez Calderón
Director


Firma

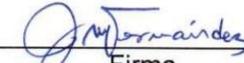
2. MSc. José Wilber Calderón Urrutia
Secretario


Firma

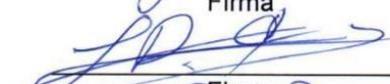


Y, con el Honorable Jurado de Evaluación integrado por las personas siguientes:

- ING. JOSE MIGUEL HERNÁNDEZ
(Docente Asesor)


Firma

- MSc. LUIS ROBERTO CHEVEZ PAZ


Firma

- ING. GERARDO MARVIN JORGE HERNÁNDEZ


Firma

Se efectuó la defensa final reglamentaria del Trabajo de Graduación:

ANÁLISIS Y SIMULACIÓN DE ESTABILIDAD TRANSITORIA EN SISTEMAS MULTIMÁQUINA

A cargo de los Bachilleres:

- AGUILAR QUINTANILLA CRISTIAN ANTONIO

- HERNANDEZ MUÑOZ JOSÉ MANUEL

Habiendo obtenido en el presente Trabajo una nota promedio de la defensa final: 8.7

(OCHO PUNTO SIETE)

Agradecimientos

En primer lugar, agradezco a Dios Jehová por haberme permitido culminar mi carrera universitaria y por ser la fuente de sabiduría de mi vida. Su apoyo incondicional me ha dado la fortaleza necesaria a lo largo de estos años para sobrellevar cualquier adversidad. Se que soy una persona de poca fe, aunque siempre he creído que has guiado mis pasos por el mejor camino.

Seguidamente, agradezco en gran manera a mis padres Daisy y Carlos; por su sacrificio y creer en mi superación profesional.

Mi madre, una mujer de gran fe y estricto carácter que a pesar de las adversidades de la vida ha podido mantener firme la familia, buscando la superación de mi hermana y mía, nunca desamparándonos y dando hasta lo imposible por sacarnos adelante. La admiro en gran manera porque ella encuentra siempre el lado positivo de la vida sin importar que tan mal este la situación y siempre ha buscado mi felicidad.

Mi padre, un hombre que trabaja arduamente y que, aunque es alguien de pocas palabras sus consejos y apoyo siempre han estado presentes a lo largo de mi vida.

De igual forma, agradezco a mi hermana Sally y a mi tía Ana. Las dos han sido como mis segundas madres, sus consejos y apoyos han sido importantes en todo mi desarrollo como persona.

De manera especial, a mi novia Karen, le agradezco por ser una persona de gran importancia en mi vida, de ella nunca ha faltado el apoyo y comprensión a lo largo de mi carrera.

Agradezco a mi compañero Manuel, por su entrega incansable por culminar este trabajo de graduación de forma exitosa y dar el último paso para ejercer nuestra profesión.

Existen muchas más personas por mencionar amigos, compañeros de estudio, profesores; a los cuales les agradezco, tanto en mi formación profesional como personal, ya que esto es un conjunto, que ha hecho que pueda ser quien soy.

Prometo ser una persona con una gran ética y que todos estén orgullosos de mi tanto como persona como profesional de la ingeniería, y poder servir a esta digna profesión y estar al servicio de la humanidad.

CRISTIAN ANTONIO AGUILAR QUINTANILLA

Agradecimientos

Primeramente, darle la honra y la gloria a Dios por este importante logro obtenido en mi vida ya que hay momentos de altibajos donde solamente la misericordia de Dios logre salir en esos momentos adelante a pesar de todo se logró un sueño, una meta que parecía imposible de lograr y hoy ya es un sueño hecho realidad.

Nada de esto fuera posible sin el apoyo de una mujer que ha luchado cada día por sacarnos adelante a mí y mis hermanos, mi mamá la mujer que me dio la vida y no solamente eso me ha enseñado me ha dirigido en esta vida que no es fácil, pero lo es cuando se cuenta con el apoyo de una madre. Gracias mami se pudo lograr este sueño y solamente decir si se pudo mama.

A mis familiares que en algún momento conté con el apoyo de ellos decirles gracias.

A mis profesores darle las gracias por esas enseñanzas que serán de gran utilidad para la vida.

A mi compañero de tesis Cristian por el apoyo en todo momento y que se pudo lograr con esfuerzo con dedicación pudimos avanzar en nuestro trabajo de graduación y así culminar esta grandiosa carrera de ingeniería eléctrica.

Sin más que agregar. Gracias a todos.

JOSÉ MANUEL HERNÁNDEZ MUÑOZ

ÍNDICE

ÍNDICE DE FIGURAS	10
ÍNDICE DE TABLAS	15
INTRODUCCIÓN	16
OBJETIVOS	17
JUSTIFICACIÓN	18
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	18
ANTECEDENTES	19
ALCANCES	19
CAPÍTULO 1. ESTUDIO DE LOS CONCEPTOS BÁSICOS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA Y MODELADO MATEMÁTICO.....	20
1-1 Definición del Problema De Estabilidad	21
1-1-1 Importancia de los estudios de estabilidad en sistemas de potencia	21
1-1-2 Clasificación de los tipos de estabilidad	28
1-1-3 Introducción al problema de estabilidad transitoria	40
1-2 Modelo matemático de la dinámica del rotor de las máquinas síncronas	44
1-2-1 Energía cinética e inercia de las máquinas síncronas	44
1-2-2 La ecuación de oscilación y la ecuación de potencia-ángulo de par	48
1-2-3 El criterio de las áreas iguales	59
1-2-4 Aplicación del criterio de áreas iguales para el libramiento de fallas	69
1-3 Modelado matemático de sistemas de potencia para estudios de estabilidad	74
1-3-1 Modelado de la máquina síncrona [1], [16].....	74
1-3-2 Modelado de transformador [5].....	78
1-3-3 Modelado de líneas de transmisión [16]	82
1-3-4 Modelado de cargas [5]	84
1-4 Modelo Clásico para estudios de estabilidad en sistemas de potencia multimáquina [1].....	85
CAPÍTULO 2. MÉTODOS NUMÉRICOS COMPUTACIONALES COMO HERRAMIENTA PARA EL DESARROLLO DE PROBLEMAS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA.....	94
2.1 Métodos numéricos a desarrollar	95
2-2 Método punto a punto	95
2-3 Método de Euler Modificado	98
2-3-1 Formulación del problema de valor inicial	98
2-3-2 Métodos de Euler.....	99

2-4 Método Runge-Kutta	103
2-5 Descomposición de la ecuación de oscilación para la solución del problema de estabilidad aplicando métodos numéricos.....	105
CAPÍTULO 3. APLICACIÓN DE LOS MÉTODOS NUMÉRICOS COMPUTACIONALES EN LOS PROBLEMAS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA.....	109
3-1 Modelo del sistema a estudiar IEEE Western System Coordinated Council (WSCC).....	110
3-2 Desarrollo de la interfaz.....	113
3-3 Resolución aplicando el algoritmo Punto a Punto	126
3-4 Resolución aplicando el algoritmo de Euler Modificado	126
3-5 Resolución aplicando el algoritmo de Runge-Kutta.....	127
3-7 Análisis para liberación de fallas en otras barras del sistema IEEE WSCC	132
CAPÍTULO 4. APLICACIÓN DE SIMULINK PARA UN SISTEMA DE POTENCIA AFECTADO POR UNA FALLA TRANSITORIA	134
4-1 Modelos de Simulink para los componentes del sistema.....	135
4-2 Simulación del sistema bajo estudio.....	137
4-3 Resultados de la simulación	142
CAPITULO 5. COMPARACIÓN DE RESULTADOS.....	148
5-1 Comparación entre los resultados mediante la aplicación de los métodos numéricos	149
5-2 Comparación entre el resultado de los resultados Simulink contra los obtenidos por métodos numéricos	149
CONCLUSIONES	150
RECOMENDACIONES	151
BIBLIOGRAFÍA.....	152
ANEXOS	154
Anexo A1: Modelo de la máquina de dos ejes e inductancias de la máquina síncrona	154
Anexo A2: Modelo de la máquina de dos ejes y Transformación de Park.....	156
Anexo A3: Efectos transitorios en la máquina síncrona	160
Anexo A4: Código del archivo Intefaz_Estudio_de_Estabilidad_Transitoria.m	162
Anexo A5: Archivo de texto flujo.txt	187
Anexo A6: Código del archivo Datos_Simulink.m	188

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Respuesta de un sistema de cuatro máquinas durante un transitorio: a) sistema estable; b) sistema inestable.

Figura 1.2 Clasificación de estabilidad en sistemas de potencia.

Figura 1.3 Naturaleza de la respuesta de pequeña señal: a) Con tensión de campo constante; b) Con control de excitación.

Figura 1.4 Respuesta del ángulo del rotor a una perturbación transitoria.

Figura 1.5 Característica de potencia transferida en un sistema de dos máquinas: a) Diagrama unifilar, b) Modelo idealizado del sistema, c) Diagrama fasorial, d) Curva potencia-ángulo.

Figura 1.6 Constantes de inercia H : a) Turbogeneradores de vapor con turbina incluida, b) Grandes generadores hidráulicos.

Figura 1.7 Representación del rotor de una máquina síncrona comparando la dirección y los pares mecánico y eléctrico para: a) Generador, b) Motor.

Figura 1.8 Característica par-velocidad de turbina: a) máquina sin regulación, b) máquina con regulación.

Figura 1.9 Diagrama esquemático para estudios de estabilidad.

Figura 1.10 Criterios de áreas iguales: a) para la estabilidad de un sistema estable, b) para un sistema inestable.

Figura 1.11 Sistema de potencia usado para describir el criterio de áreas iguales: a) Diagrama unifilar; b) Potencia eléctrica de entrada a un motor en función del ángulo del par δ ; c) Variación en del ángulo del par en función del tiempo.

Figura 1.12 Potencia eléctrica de entrada a un motor, en función del ángulo del par, para un aumento brusco de carga tal que $A_2 < A_1$.

Figura 1.13 Diagrama unifilar de un generador conectado de barra infinita por medio de una línea de transmisión de doble circuito, con una línea corta para simular cortocircuito en la barra de alta tensión del transformador.

Figura 1.14. Curvas $P_e - \delta$ para el generador mostrado en la Figura 1.13.

Figura 1.15 Curva $P_e - \delta$ que muestra el ángulo crítico de libramiento para el generador de la Figura 1.13. Las áreas A_1 y A_2 son iguales.

Figura 1.16 Aplicación del criterio de áreas iguales al libramiento de falla cuando se transmite potencia durante la falla. Las áreas A_1 y A_2 son iguales.

Figura 1.17 Devanados de la máquina síncrona.

Figura 1.18 Circuitos de los devanados de la máquina síncrona.

Figura 1.19 Circuito del Transformador Ideal de Dos Devanados.

Figura 1.20 Circuito Equivalente del Transformador Ideal en valores por unidad.

Figura 1.21 Circuito Equivalente Normalizado del Transformador de Dos Devanados.

Figura 1.22 Diagrama General del Circuito π con tap fuera de su posición nominal.

Figura 1.23 Circuito π Equivalente de un Transformador con tap fuera de su posición nominal.

Figura 1.24 Circuito nominal π de una línea de transmisión de longitud media.

Figura 1.25 Configuración de un sistema de potencia para identificar las cargas conectadas en la barra A.

Figura 1.26 Representación de un sistema multimáquina (modelo clásico).

Figura 1.27 Circuito del generador para calcular δ_0 .

Figura 2.1 Solución punto por punto de la ecuación de oscilación: a) Cambio de la potencia de aceleración en intervalos constantes, b) cambio de la velocidad relativa del rotor en intervalos constantes, c) curva suave del ángulo del par contra el tiempo [19].

Figura 2.2 Representación gráfica de la solución general de la ecuación 2.8 [20].

Figura 2.3 Deducción grafica del método de Euler [20].

Figura 2.4 Aplicación repetida del método de Euler [20].

Figura 2.5 Representación gráfica del método de Euler Modificado: a) Predictor y b) corrector [21].

Figura 2.6 Representación de la estimación de las pendientes empleadas en el método de Runge-Kutta de cuarto orden [21].

Figura 3.1 Diagrama de impedancia del sistema de nueve barras. Todas las impedancias están en pu en una base de 100 MVA [1].

Figura 3.2 Diagrama de flujo de carga del sistema de nueve barras que muestra las condiciones de falla previa. Todos los flujos son en MW y MVAR [1].

Figura 3.3 Menú principal de la interfaz.

Figura 3.4 Datos generales del sistema de potencia.

Figura 3.5 Ingreso de impedancia serie de las líneas de transmisión.

Figura 3.6 Ingreso de admitancias en derivación de las líneas de transmisión.

Figura 3.7 Ingreso de parámetros de los generados y sus transformadores elevadores.

Figura 3.8 Ingreso de admitancias equivalentes de las cargas.

Figura 3.9 Ingreso de los datos del flujo de potencia.

Figura 3.10 Calculo de tensiones internas transitorias y ángulos de par iniciales.

Figura 3.11 Matriz $[\bar{Y}_{barrera}]$ previo a la falla.

Figura 3.12 Matriz $[\bar{Y}_{barrera}]$ durante la falla.

Figura 3.13 Matriz $[\bar{Y}_{barrera}]$ luego de librar la falla.

Figura 3.14 Matriz $[\bar{Y}_{barrera}]$ reducida previo a la falla.

Figura 3.15 Matriz $[\bar{Y}_{barrera}]$ reducida durante la falla.

Figura 3.16 Matriz $[\bar{Y}_{barrera}]$ reducida luego de librar la falla.

Figura 3.17 Submenú para escoger el método de solución de las ecuaciones de oscilación e ingreso de datos generales.

Figura 3.18 Curvas de oscilación de ángulo del par mediante método de Punto a Punto, para un tiempo de liberación de falla de 0.0833 s y usando 10000 iteraciones.

Figura 3.19 Curvas de oscilación de ángulo del par y velocidad relativa de los rotores mediante método de Euler Modificado, para un tiempo de liberación de falla de 0.0833 s y usando 10000 iteraciones.

Figura 3.20 Curvas de oscilación de ángulo del par y velocidad relativa de los rotores mediante método de Runge-Kutta de cuarto orden, para un tiempo de liberación de falla de 0.0833 s y usando 10000 iteraciones.

Figura 3.21 Reducción de cantidad de intervalos de iteración a 100.

Figura 3.22 Curvas de oscilación de ángulo del par y velocidad relativa de los rotores mediante método de Euler Modificado, para un tiempo de liberación de falla de 0.0833 s y usando 100 iteraciones.

Figura 3.23 Curvas de oscilación de ángulo del par y velocidad relativa de los rotores mediante método de Runge-Kutta de cuarto orden, para un tiempo de liberación de falla de 0.0833 s y usando 100 iteraciones.

Figura 3.24 Ingreso de datos para realizar análisis de tiempos de libramiento de falla.

Figura 3.25 Simulación de curvas de oscilación para distintos tiempos de libramiento.

Figura 3.26 Simulación de las curvas de oscilación con un tiempo de estudio de 10 s, con tiempos de libramiento desde 0.1 s a 0.2 s.

Figura 3.27 Simulación de las curvas de oscilación con un tiempo de estudio de 10 s, con tiempos de libramiento desde 0.14 s a 0.15 s.

Figura 3.28 Curvas de oscilación de ángulo del par para el tiempo crítico de libramiento de falla, en 0.145 s.

Figura 3.29 Curvas de oscilación de ángulo del par y velocidad relativa de los rotores para una falla en la línea 8-7 cerca de la barra 8, para un tiempo de libramiento de falla de 0.0833 s.

Figura 3.30 Curvas de oscilación de ángulo del par y velocidad relativa de los rotores para una falla en la línea 5-4 cerca de la barra 4, para un tiempo de libramiento de falla de 0.0833 s.

Figura 4.1 Bloques de Simulink usados en el modelo del sistema de potencia.

Figura 4.2 Sistema IEEE WSCC de 3 máquinas síncronas, 9 barras. Todas las impedancias están dadas en pu en una base de 100 MVA y 230 kV [1].

Figura 4.3 Modelo clásico completo para el estudio de estabilidad transitoria para el sistema WSCC.

Figura 4.4 Modelo del sistema para el cálculo de potencia eléctrica de salida del Generador 1.

Figura 4.5 Modelo del sistema para el cálculo de potencia eléctrica de salida del Generador 2.

Figura 4.6 Modelo del sistema para el cálculo de potencia eléctrica de salida del Generador 3.

Figura 4.7 Subsistema para el cálculo de la potencia eléctrica de salida del generador 1 durante la falla.

Figura 4.8 Subsistema para el cálculo de la potencia eléctrica de salida del generador 1 después de liberar la falla.

Figura 4.9 Resultados de las curvas de oscilación mediante de la simulación en Simulink para un tiempo de libramiento de falla de 0.0833 s.

Figura 4.10 Resultados de las curvas de oscilación mediante de la simulación en Simulink para un tiempo de libramiento de falla de 0.1 s.

Figura 4.11 Resultados de las curvas de oscilación mediante de la simulación en Simulink para un tiempo de libramiento de falla de 0.11 s.

Figura 4.12 Resultados de las curvas de oscilación mediante de la simulación en Simulink para un tiempo de libramiento de falla de 0.12 s.

Figura 4.13 Resultados de las curvas de oscilación mediante de la simulación en Simulink para un tiempo de libramiento de falla de 0.13 s.

Figura 4.14 Resultados de las curvas de oscilación mediante de la simulación en Simulink para un tiempo de libramiento de falla de 0.14 s.

Figura 4.15 Resultados de las curvas de oscilación mediante de la simulación en Simulink para un tiempo de libramiento de falla de 0.15 s.

Figura 4.16 Resultados de las curvas de oscilación mediante de la simulación en Simulink para un tiempo de libramiento de falla de 0.16 s.

Figura 4.17 Resultados de las curvas de oscilación mediante de la simulación en Simulink para el tiempo critico de libramiento de falla de 0.154 s.

Figura 4.18 Resultados de las curvas de oscilación mediante de la simulación en Simulink para un tiempo de libramiento de falla de 0.155 s (inestable).

Figura A.1 Bobinas de eje directo y eje de cuadratura, rotando en sincronismo con la bobina de campo, para una máquina síncrona de polos salientes.

Figura A.2 Circuito equivalente para el generador síncrono de polos salientes al aplicarle Transformación de Park a las tensiones terminales.

Figura A.3 Circuito equivalente para el generador síncrono de polos salientes con los terminales de la armadura cortocircuitados.

Figura A.4 Circuito equivalente de la máquina síncrona de polos salientes que rota a velocidad constante con el campo cortocircuitado. En $t = 0$, corresponde a la apertura repentina de los interruptores S.

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Constantes típicas de inercia de máquinas síncronas. Cuando se da un rango de H , el primer número se aplica a las máquinas de capacidades más pequeñas en MVA.

Tabla 1.2 Condiciones variables en un motor síncrono oscilando respecto a una barra infinita por un aumento brusco de carga. W_s es la energía almacenada a velocidad síncrona, $W_s = \frac{1}{2}J\omega_s^2$.

Tabla 1.3 Definición de variables eléctricas de la máquina síncrona.

Tabla 1.4 Elementos de la ecuación 131 correspondientes al desacoplamiento de la ecuación de nodos de un sistema de potencia para eliminación de nodos.

Tabla 2.1 Métodos de Runge-Kutta de segundo orden.

Tabla 3.1 Datos de las líneas de transmisión.

Tabla 3.2 Datos de los transformadores elevadores.

Tabla 3.3 Datos de las unidades generadoras.

Tabla 3.4 Datos de la solución del flujo de potencia.

Tabla 3.5 Datos de las admitancias equivalentes en las barras de carga.

INTRODUCCIÓN

Cuando un sistema de potencia está operando en una condición de estado estable y este sufre un cambio repentino o secuencia de cambios en uno o más parámetros del sistema, o en una o más de sus cantidades de operación, se dice que el sistema está experimentando una perturbación.

La estabilidad en los sistemas de potencia hace referencia a la condición en la cual, las diversas máquinas síncronas que conforman el sistema, permanecen operando sin que estas pierdan el sincronismo, esto, analizado a partir de que las posiciones angulares de los rotores de las máquinas relativas entre si permanezcan constantes cuando no hay perturbaciones o se vuelven constantes luego de que se presentan perturbaciones transitorias en el sistema. Es de especial interés estudiar el comportamiento de una máquina síncrona conectada a un gran sistema de potencia representado por una barra infinita; así como sistemas de varias máquinas, denominado sistemas multimáquina.

La dinámica del movimiento del rotor de una máquina síncrona se describe según una ecuación diferencial, conocida como ecuación de oscilación, la cual relaciona los pares eléctrico y mecánico que actúan sobre la máquina y que dan lugar a una aceleración o desaceleración de la máquina, esta ecuación es, por la naturaleza del fenómeno, no lineal. Al resolver la ecuación diferencial, se obtiene una expresión para el ángulo del par de la máquina en función del tiempo, su gráfica se conoce como curva de oscilación de la máquina; así la inspección de las curvas de oscilación de todas las máquinas en un sistema de potencia mostrará si las máquinas permanecen en sincronismo después de un disturbio. De la curva de oscilación se obtiene el tiempo permitido que puede durar un disturbio antes de perder irremediamente el sincronismo, lo que se conoce como tiempo crítico de libramiento del disturbio.

Aún en el caso más simple de una máquina oscilando respecto a una barra infinita, es muy difícil resolver la ecuación de oscilación, por lo cual es necesario recurrir a métodos numéricos y asistencia por computadora para determinar si el ángulo de par de la máquina aumenta indefinidamente u oscila alrededor de una posición de equilibrio.

Por lo tanto, en sistemas multimáquina, se recurre a métodos numéricos para evaluar las ecuaciones de oscilación y esto resulta práctico al realizar uso de computadora. Para realizar el modelado de las ecuaciones de oscilación que describen el comportamiento de un sistema de potencia sometido a disturbios transitorios, se hace uso de una herramienta de software matemático (MATLAB) y de su entorno de programación visual (SIMULINK).

OBJETIVOS

GENERAL:

Diseñar un sistema de potencia multimáquina para estudiar la estabilidad transitoria por medio del modelado matemático de las ecuaciones de oscilación debido a perturbaciones severas de tipo falla de cortocircuito trifásico en diversos nodos del sistema.

ESPECÍFICOS:

- Explicar los conceptos relacionados con la estabilidad transitoria en los sistemas de potencia.
- Presentar diversas técnicas para la solución numérica de la ecuación de oscilación.
- Generar las curvas de oscilación de las máquinas síncronas por medio de métodos numéricos para distintos tiempos de libramiento.
- Implementar un modelo en Simulink para el estudio de estabilidad transitoria en sistemas de potencia.

JUSTIFICACIÓN

El desarrollo del presente trabajo, permitirá disponer de alternativas para representar la respuesta de las máquinas síncronas en sistemas de potencia al estar afectados por perturbaciones transitorias y servir de base para posteriores estudios de técnicas de control y diseño de los sistemas de transmisión para incrementar la estabilidad total del sistema.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La estabilidad transitoria es la capacidad de un sistema de potencia para mantener el sincronismo cuando este es sometido a una perturbación transitoria grave, como una falla en la red de transmisión, la pérdida repentina de generadores o la pérdida de una carga significativa. La respuesta del sistema a tales perturbaciones implica grandes variaciones de los ángulos del rotor de los generadores, flujos de potencia, tensiones en barras y otras variables del sistema. Es importante que, si bien la estabilidad estable es una función solo de las condiciones operativas, la estabilidad transitoria es una función tanto de las condiciones de operación como de las perturbaciones. Al estudiar la estabilidad transitoria, las perturbaciones que más interesan son las fallas de cortocircuito, en donde la más grave (y menos frecuente) es la falla trifásica y es la que causa la mayor aceleración en las máquinas síncronas.

Debido a la naturaleza dinámica que poseen las perturbaciones, las cuales son tanto eléctricas como mecánicas, y estas varían además según las condiciones de operación, el problema de la estabilidad transitoria es no lineal, por lo cual, es necesario para reducir la complejidad de los cálculos, usar un software que permita modelar, analizar y simular estas situaciones. Un software que cumple con estas características es Simulink, el cual proporciona una interfaz gráfica en donde se pueden construir modelos a partir de diagramas de bloques. La lógica constructiva y los parámetros de simulación se pueden cambiar de manera inmediata, solamente interrumpiendo la simulación, esto hace de Simulink ideal para estudiar los efectos de la no linealidad en el comportamiento de los sistemas de potencia en estado transitorio.

ANTECEDENTES

Para el estudio de fenómenos transitorios en sistemas de potencia existen softwares como Alternative Transient Program (ATP) o Electro Magnetic Transients for D.C. (EMTDC), los cuales usan métodos de integración trapezoidal y análisis nodal para obtener las respuestas de los sistemas.

Otros programas que permiten analizar fenómenos transitorios son los del tipo Simulation Program with Integrated Circuit Emphasis (SPICE) y sus variantes; los cuales son simuladores de circuitos de propósitos generales que usan análisis nodal con un algoritmo de integración paso a paso con tiempo variable, para simular los circuitos. SPICE se aplica generalmente para simular circuitos electrónicos y eléctricos, realizando análisis en corriente continua, corriente alterna, transitorios, distorsión, sensibilidad, entre otros; usando modelos de circuitos básicos como resistores, inductores, capacitores, transformadores, líneas de transmisión, interruptores, diversos tipos de fuentes y dispositivos semiconductores básicos. Sin embargo, no cuenta con modelos de sistemas de potencia, como lo son máquinas eléctricas rotatorias, descargadores de sobretensión, tiristores de potencia, entre otros, por lo cual es necesario construir modelos necesarios usando los elementos básicos y programación propia de SPICE, esto hace que sea necesario mucho tiempo para diseñar los modelos y la ejecución de las simulaciones.

ALCANCES

- Establecer el modelado de sistemas de potencia en presencia de perturbaciones que afecten la condición de estabilidad del mismo.
- Desarrollar de manera explícita modelos matemáticos para la solución de la curva de oscilación.
- Estudiar la estabilidad transitoria en sistemas de potencia mediante el uso de una herramienta de programación visual computacional.

**CAPÍTULO 1. ESTUDIO DE LOS CONCEPTOS BÁSICOS
DE ESTABILIDAD TRANSITORIA Y MODELADO
MATEMÁTICO**

1-1 Definición del Problema De Estabilidad

1-1-1 Importancia de los estudios de estabilidad en sistemas de potencia

La operación exitosa de un sistema de potencia depende en gran medida de la capacidad de proporcionar un servicio confiable e ininterrumpido a las cargas. Idealmente, las cargas deben alimentarse a una tensión y frecuencia constantes en todo momento, aun así, en la práctica, estas se deben mantener dentro de un rango de tolerancia para que los equipos tengan un óptimo funcionamiento. Una caída de tensión o una reducción de la frecuencia del sistema puede provocar que las cargas en los motores del sistema queden detenidas.

Como primer requerimiento para que un sistema de potencia sea confiable, es mantener los generadores síncronos funcionando en paralelo y que sean capaces de suplir la carga demandada. Si un solo generador sale de sincronismo puede producir grandes fluctuaciones de tensión y corriente y las líneas de transmisión pueden ser disparadas automáticamente por sus relés en lugares no deseados. Un segundo requerimiento es mantener la integridad de la red de transmisión y si se producen interrupciones en esta, se puede dificultar el flujo de potencia a las cargas. La operación del sistema de potencia en estado estable es un término que realmente no existe, ya que siempre existen cambios aleatorios en la carga, con ajustes de generación posteriores, además, los cambios importantes son a veces producto de fallas en la red, en los equipos, la aplicación o retiro de carga importante de manera abrupta o las pérdidas de líneas o unidades generadoras.

Si se considera la pérdida de un generador, los generadores restantes deben ser capaces de satisfacer la carga demandada; si se pierde una línea, la energía debe fluir por otro camino hacia las cargas. Cualquiera de estos cambios, involucra el cambio de un estado de operación a otra, en esa transición de estados puede perderse el sincronismo o producirse grandes oscilaciones crecientes en una o varias de las líneas de transmisión, lo cual ocasionaría un disparo en ella, es por tal razón, que dichos problemas deben ser tratados en los estudios de estabilidad [1].

Habiendo introducido el término "estabilidad", ahora proponemos una definición simple no matemática del término que será satisfactoria para problemas elementales.

El problema de interés es uno donde se perturba un sistema de potencia que funciona bajo una condición de carga estable, lo que ocasiona el reajuste de los ángulos de tensión de las máquinas síncronas. Si tal ocurrencia crea un desequilibrio entre la generación del sistema y la carga, resulta en el establecimiento de una nueva condición de operación de estado estable, con el subsiguiente

ajuste de los ángulos de tensión. La perturbación podría ser una perturbación importante, como la pérdida de un generador, una falla o la pérdida de una línea, o una combinación de tales eventos. También podría ser una carga pequeña o cambios de carga aleatorios que ocurren en condiciones normales de operación.

El ajuste a la nueva condición operativa se denomina período transitorio. El comportamiento del sistema durante este tiempo se denomina rendimiento dinámico del sistema, lo cual es importante para definir la estabilidad del sistema. El principal criterio para la estabilidad es que las máquinas síncronas mantengan el sincronismo al final del período transitorio.

Definición: Si la respuesta oscilatoria de un sistema de potencia durante el período transitorio que sigue a una perturbación se amortigua y el sistema se asienta en un tiempo finito para una nueva condición de operación estable, decimos que el sistema es estable. Si el sistema no es estable, se considera inestable.

Esta definición primitiva de estabilidad requiere que las oscilaciones del sistema sean amortiguadas. Esta condición a veces se llama estabilidad asintótica y significa que el sistema contiene fuerzas inherentes que tienden a reducir las oscilaciones. Esta es una característica deseable en muchos sistemas y se considera necesaria para los sistemas de potencia.

Esta definición no considera la oscilación continua en los sistemas estables, aunque los osciladores son estables en un sentido matemático. La razón es práctica, ya que un sistema de oscilación continua sería indeseable tanto para el proveedor como para el usuario de energía eléctrica. Por lo tanto, la definición describe una especificación práctica para una condición operativa aceptable.

Al estudiar la estabilidad de máquinas síncronas, debe hacerse una distinción entre cambios repentinos e importantes, que llamaremos disturbios grandes, e disturbios aleatorios más pequeños y más normales. Un fallo en la red de transmisión de alta tensión o la pérdida de una unidad generadora principal son ejemplos de grandes disturbios. Si ocurre uno de estos grandes disturbios, las máquinas síncronas pueden perder el sincronismo. Este problema se menciona en la literatura como el problema de estabilidad transitoria. Sin una discusión detallada, algunos comentarios generales están en orden. Primero, estos disturbios tienen una probabilidad finita de ocurrir. Aquellos que el sistema debe estar diseñado para soportar deben, por lo tanto, seleccionarse a priori. En segundo lugar, la capacidad del sistema. Para sobrevivir a una cierta perturbación depende de su condición operativa precisa en el momento de la ocurrencia. Un cambio en la carga del

sistema, el cronograma de generación, las interconexiones de red o el tipo de protección de circuito puede dar resultados completamente diferentes en un estudio de estabilidad para la misma perturbación. Por lo tanto, el estudio de estabilidad transitoria es muy específico, a partir del cual concluye que bajo condiciones del sistema dadas y para un disturbio dado, las máquinas síncronas permanecerán o no en sincronismo. La estabilidad depende en gran medida de la magnitud y ubicación de la perturbación y, en menor medida, del estado inicial o condición de operación del sistema.

Consideremos ahora una situación en la que no hay disturbios importantes, sino una ocurrencia aleatoria de pequeños cambios en la carga del sistema. Aquí esperaríamos que el operador del sistema haya programado suficiente capacidad de la máquina para manejar la carga. También esperamos que cada máquina síncrona esté operando en la parte estable de su curva de ángulo de potencia, es decir, la parte en la que la potencia aumenta con el aumento del ángulo. En la dinámica de la transición de un punto de operación a otro, para ajustar los cambios de carga, la estabilidad de las máquinas será determinado por muchos factores, incluyendo la curva de ángulo de potencia. A veces es incorrecto considerar una única curva de ángulo de potencia, ya que los excitadores modernos cambiarán la curva de operación durante el período en estudio. El problema de estudiar la estabilidad de las máquinas síncronas bajo la condición de pequeños cambios de carga se ha denominado estabilidad de "estado estable". Un nombre más reciente y ciertamente más apropiado es la estabilidad dinámica. En contraste con la estabilidad transitoria, la estabilidad dinámica tiende a ser una propiedad del estado del sistema.

Se pueden hacer las siguientes distinciones [2]:

- La estabilidad en estado estable implica cambios lentos o graduales en los puntos de operación. Los estudios de estabilidad de estado estable, que generalmente se realizan con un programa de computadora de flujo de potencia, aseguran que los ángulos de fase en las líneas de transmisión no sean demasiado grandes, que las tensiones de barra estén cerca de los valores nominales y que los generadores, las líneas de transmisión, Los transformadores, y otros equipos no están sobrecargados.
- La estabilidad transitoria implica perturbaciones importantes, como la pérdida de generación, las operaciones de cambio de línea, las fallas y los cambios repentinos de carga. Después de una perturbación, las frecuencias de la máquina síncrona experimentan desviaciones transitorias de la frecuencia síncrona (50 o 60 Hz) y los ángulos de potencia de

la máquina cambian. El objetivo de un estudio de estabilidad transitoria es determinar si las máquinas volverán a la frecuencia síncrona con nuevos ángulos de potencia de estado estable. Los cambios en los flujos de potencia y las tensiones de barra también son preocupantes.

- La estabilidad dinámica implica un período de tiempo aún más prolongado, normalmente varios minutos. Es posible que los controles afecten la estabilidad dinámica incluso si se mantiene la estabilidad transitoria. La acción de los gobernadores de turbina, los sistemas de excitación, los transformadores de cambio de tomas y los controles de un centro de despacho del sistema de potencia puede interactuar para estabilizar o desestabilizar un sistema de potencia varios minutos después de que haya ocurrido una perturbación.

La estabilidad transitoria y la estabilidad dinámica son dos preguntas que deben responderse a satisfacción del operador para una planificación y operación exitosas del sistema. Esta actitud se adopta a pesar del hecho de que en el pasado se hizo una separación artificial entre los dos problemas. Esto fue simplemente una conveniencia para acomodar las diferentes aproximaciones y suposiciones hechas en los tratamientos matemáticos de los dos problemas. En apoyo de este punto de vista, los siguientes puntos son pertinentes. Primero, la disponibilidad de computadoras digitales de alta velocidad y las modernas técnicas de modelado hacen posible representar cualquier componente del sistema de potencia en casi cualquier grado de complejidad requerida o deseada. Por lo tanto, las simplificaciones o supuestos cuestionables ya no son necesarios y con frecuencia no están justificados.

Segundo, y quizás más importante, en un sistema grande interconectado, el efecto completo de una perturbación se siente en las partes remotas algún tiempo después de su aparición, quizás unos segundos. Por lo tanto, diferentes partes del sistema interconectado responderán a las perturbaciones localizadas en diferentes momentos. Es difícil predecir de antemano si actuarán para ayudar a la estabilidad. El problema se agrava si la perturbación inicial causa otras perturbaciones en áreas vecinas debido a oscilaciones de potencia. A medida que se extienden estas condiciones, puede producirse una reacción en cadena y pueden ocurrir interrupciones del servicio a gran escala. Sin embargo, en un gran sistema interconectado, el efecto de un disturbio debe estudiarse durante un período relativamente largo, generalmente de varios segundos y, en algunos casos, de algunos minutos. La realización de estudios de estabilidad dinámica durante períodos tan largos requerirá la

simulación de componentes del sistema que a menudo se descuida en los llamados estudios de estabilidad transitoria [1].

El problema de estabilidad está relacionado con el comportamiento de las máquinas síncronas luego de haber sido sometidas a una perturbación. Cuando la perturbación no conlleva un cambio neto en el flujo de potencia, las máquinas deben volver a su estado de operación original. También un cambio en la carga demandada requiere ajustes en la generación y las condiciones operativas de la red. En cualquier caso, todas las máquinas síncronas interconectadas deben permanecer sincronizadas si el sistema es estable; es decir, deben permanecer operando en paralelo y a la misma velocidad [1].

Se puede definir una perturbación como el cambio repentino o una secuencia de cambios en uno o más parámetros o cantidades de operación de un sistema de potencia que está operando en condición de estado estable. Las perturbaciones pueden ser catalogados como grandes o pequeños, de acuerdo a lo que los origine.

- Perturbaciones grandes: Las ecuaciones diferenciales que describen el comportamiento dinámico del sistema son no lineales y para propósitos de análisis no se pueden linealizar. Ejemplo de ello son: fallas en sistemas de transmisión, cambios repentinos de carga, pérdida de unidades generadoras, maniobras en líneas, etc.
- Perturbaciones pequeñas: Las ecuaciones diferenciales que describen la dinámica del sistema pueden linealizarse de manera apropiada. Un ejemplo típico es el cambio en la ganancia de un regulador automático de tensión en el sistema de excitación de una gran unidad generadora.

Efecto de un disturbio sobre los componentes del sistema y pérdida de sincronismo:

En esta sección se realiza una investigación del efecto de los disturbios para estimar los elementos que deben considerarse en un estudio de estabilidad. Un punto de partida conveniente es relacionar un disturbio con un cambio en la potencia en algún lugar de la red. La frecuencia del sistema cambiará porque, hasta que la potencia de entrada sea ajustada por los gobernadores de la máquina, el cambio de potencia irá o procederá de la energía en las masas en rotación. El cambio de frecuencia afectará las cargas, especialmente las cargas de los motores. Una regla general que se usa entre los operarios de sistemas de potencia es que una disminución en la frecuencia da como resultado una disminución de la carga de igual porcentaje; es decir, la regulación de la carga es del

100%. Las tensiones de barra de red se verán afectados en menor grado a menos que el cambio en la potencia esté acompañado por un cambio en la potencia reactiva.

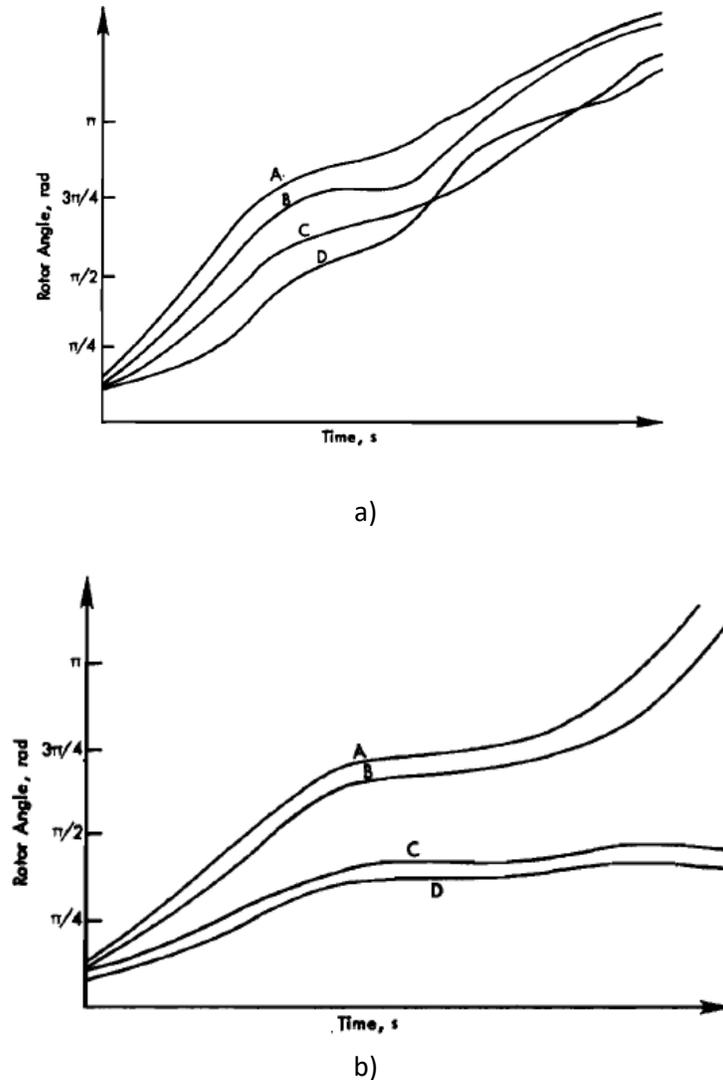


Figura 1.1 Respuesta de un sistema de cuatro máquinas durante un transitorio: a) sistema estable; b) sistema inestable.

Cualquier desbalance entre la generación y la carga inicia un transitorio que hace que los rotores de las máquinas síncronas oscilen, porque los pares de aceleración (o desaceleración) de la red se ejercen sobre estos rotores. Si los pares de la red son lo suficientemente grandes para hacer de algunos de los rotores giren lo suficiente como para hacer que una o más máquinas sean arrastradas, se pierde el sincronismo. Para asegurar la estabilidad, se debe alcanzar un nuevo estado de equilibrio antes que cualquiera de las máquinas experimente esta condición. La pérdida de

sincronismo también puede producirse por etapas, por ejemplo, si un transitorio inicialmente provoca que la red de transmisión se interrumpa durante la oscilación, esto puede originar otro transitorio, que se superpone al primero y puede ocasionar la pérdida de sincronismo.

También un exceso de generación puede producir pérdida de sincronismo. Una gran parte de la energía producida se almacenará en energía cinética en los rotores de los generadores, mientras, que una pequeña parte será consumida por las cargas y las pérdidas a través del sistema. Si bien, un aumento en las velocidades de las máquinas no necesariamente produce pérdida de sincronismo, lo que realmente afecta es la diferencia entre los ángulos de los rotores entre las máquinas. Considerar la situación hipotética de cuatro máquinas que operan en un sistema y los ángulos de sus rotores se representan en función del tiempo, esto se ilustra en la Figura 1.1. En el primer caso de la Figura 1.1a, todos los ángulos del rotor aumentan más allá de π radianes, pero todas las diferencias angulares son pequeñas y el sistema será estable si eventualmente se asientan en un nuevo ángulo. En el caso de la Figura 1.1b, es evidente que las máquinas están separadas en dos grupos donde los ángulos del rotor continúan separadamente, este sistema es inestable [1].

Consenso de la definición de estabilidad:

A partir de lo descrito anteriormente, a lo largo de los años, se han propuesto diferentes definiciones de la estabilidad de un sistema de potencia, la más reciente es el adoptado por el grupo de IEEE/CIGRE:

La estabilidad del sistema de potencia es la capacidad de un sistema de potencia eléctrico, para una condición operativa inicial dada, de recuperar un estado de equilibrio operativo después de ser sometido a una perturbación física, con la mayoría de las variables del sistema delimitadas para que prácticamente todo el sistema permanezca intacto [3].

Se pueden hacer dos comentarios respecto a esta definición [4]:

- No es necesario que el sistema recupere el mismo equilibrio operativo en estado estable antes de la perturbación. Este sería el caso cuando, por ejemplo, la perturbación ha provocado el disparo de cualquier componente del sistema de alimentación (línea de transmisión, generador, etc.). Las tensiones y los flujos de potencia no serán los mismos después de la perturbación en tal caso. La mayoría de perturbaciones que se consideran en los análisis de estabilidad incurrir en un cambio en la topología o estructura del sistema.

- Es importante que el equilibrio operativo final en estado estable después de la falla sea aceptable en estado estable. De lo contrario, las protecciones o acciones de control podrían introducir nuevas perturbaciones que podrían influir en la estabilidad del sistema. Las condiciones de operación aceptables deben estar claramente definidas para el sistema de potencia en estudio.

1-1-2 Clasificación de los tipos de estabilidad

La estabilidad del sistema de potencia es un problema único; sin embargo, no es práctico estudiarlo como tal. Como se describir anteriormente, la inestabilidad de un sistema de potencia puede tomar diferentes formas y puede verse influida por una amplia gama de factores. El análisis de la estabilidad en diversas categorías apropiadas facilita en gran medida el análisis de los problemas de estabilidad, la identificación de factores esenciales que contribuyen a la inestabilidad y la formación de métodos para mejorar el funcionamiento estable. Estos se basan en las siguientes consideraciones [5]:

- La naturaleza física de la inestabilidad resultante;
- El tamaño de la perturbación considerada;
- Los dispositivos, los procesos y el intervalo de tiempo que deben tomarse en consideración para determinar la estabilidad; y
- El método más adecuado de cálculo y predicción de estabilidad.

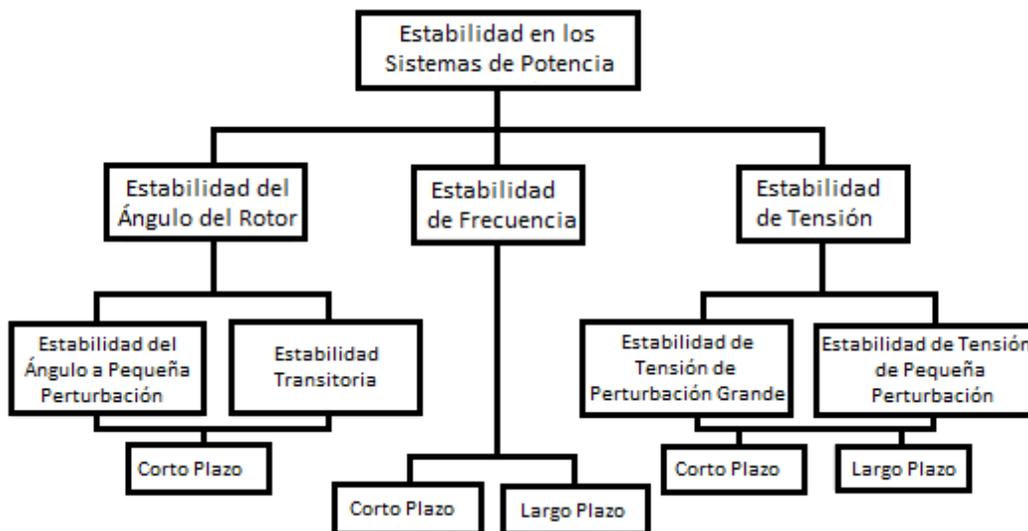


Figura 1.2 Clasificación de estabilidad en sistemas de potencia.

Estabilidad del ángulo del rotor

La estabilidad del ángulo del rotor se refiere a la capacidad de las máquinas síncronas de un sistema de potencia interconectado para permanecer en sincronismo después de haber sido objeto de una perturbación. Depende de la capacidad de mantener/restablecer el equilibrio entre el par electromagnético y el par mecánico de cada máquina síncrona en el sistema. La inestabilidad que puede producirse ocurre en forma de oscilaciones angulares crecientes de algunos generadores que conducen a su pérdida de sincronismo con otros generadores. El problema de estabilidad del ángulo del rotor implica el estudio de las oscilaciones electromecánicas inherentes a los sistemas de potencia. Un factor fundamental en este problema es la manera en que las salidas de potencia de las máquinas síncronas varían a medida que cambian sus ángulos de rotor. En condiciones de estado estable, hay un equilibrio entre el par mecánico de entrada y el par electromagnético de salida de cada generador, y la velocidad permanece constante. Si el sistema se perturba, este equilibrio se altera, lo que resulta en la aceleración o desaceleración de los rotores de las máquinas de acuerdo con las leyes de movimiento de un cuerpo giratorio. Si un generador funciona temporalmente más rápido que otro, la posición angular de su rotor en relación con la de la máquina más lenta avanzará. La diferencia angular resultante transfiere parte de la carga de la máquina lenta a la máquina rápida. Dependiendo de la relación potencia-ángulo. Esto tiende a reducir la diferencia de velocidad y por lo tanto la separación angular. La relación potencia-ángulo es altamente no lineal. Más allá de un cierto límite, un aumento en la separación angular está acompañado por una disminución en la transferencia de potencia, de modo que la separación angular aumenta aún más. Se produce inestabilidad si el sistema no puede absorber la energía cinética correspondiente a estas diferencias de velocidad del rotor. Para cualquier situación dada, la estabilidad del sistema depende de si las desviaciones en las posiciones angulares de los rotores producen o no suficientes pares de restauración [5]. La pérdida de sincronismo puede ocurrir entre una máquina y el resto del sistema, o entre grupos de máquinas, manteniéndose el sincronismo dentro de cada grupo después de separarse entre sí. El cambio en el par electromagnético de una máquina síncrona después de una perturbación se puede resolver en dos componentes:

- Componente del par síncrono, en fase con desviación del ángulo del rotor.
- Componente del par de amortiguación, en fase con la desviación de velocidad.

La estabilidad del sistema depende de la existencia de ambos componentes de par para cada una de las máquinas síncronas. La falta de un par síncrono suficiente da como resultado una

inestabilidad aperiódica o no oscilatoria, mientras que la falta de par de amortiguación produce inestabilidad oscilatoria.

La estabilidad es una condición de equilibrio entre fuerzas opuestas. El mecanismo mediante el cual las máquinas síncronas interconectadas mantienen el sincronismo entre sí es a través de fuerzas de restauración, que actúan siempre que hay fuerzas que tienden a acelerar o desacelerar una o más máquinas con respecto a otras máquinas. En condiciones de estado estable, hay un equilibrio entre el par mecánico de entrada y el par eléctrico de salida de cada máquina, y la velocidad permanece constante. Si el sistema se perturba, este equilibrio se altera, lo que provoca una aceleración o desaceleración de los rotores de las máquinas de acuerdo con las leyes de movimiento de un cuerpo giratorio. Si un generador funciona temporalmente más rápido que otro, la posición angular de su rotor en relación con la de la máquina más lenta avanzará. La diferencia angular resultante transfiere parte de la carga de la máquina lenta a la máquina rápida, dependiendo de la relación del ángulo de potencia. Esto tiende a reducir la diferencia de velocidad y por lo tanto la separación angular. La relación de ángulo de potencia, como se discutió anteriormente, es altamente no lineal. Más allá de cierto límite, un aumento en la separación angular está acompañado por una disminución en la transferencia de potencia; esto aumenta la separación angular aún más y conduce a la inestabilidad. Para cualquier situación dada, la estabilidad del sistema depende de si las desviaciones en las posiciones angulares de los rotores resultan o no en pares de restauración suficientes.

Cuando una máquina síncrona pierde el sincronismo o "se sale del paso" con el resto del sistema, su rotor funciona a una velocidad mayor o menor que la requerida para generar tensiones a la frecuencia del sistema. El "deslizamiento" entre el campo giratorio del estator (correspondiente a la frecuencia del sistema) y el campo del rotor produce grandes fluctuaciones en la potencia de salida, la corriente y la tensión de la máquina; esto hace que el sistema de protección aisle la máquina inestable del sistema.

La pérdida de sincronización puede ocurrir entre una máquina y el resto del sistema o entre grupos de máquinas. En este último caso, el sincronismo puede mantenerse dentro de cada grupo después de su separación de los otros.

Con los sistemas de potencia eléctrica, el cambio en el par eléctrico de una máquina síncrona después de una perturbación se puede resolver en dos componentes:

$$\Delta T_e = T_S \Delta \delta + T_D \Delta \omega \quad (\text{Ecuación 1.1})$$

Donde, $T_S \Delta \delta$ es la componente del cambio de par en fase con la perturbación del ángulo del rotor $\Delta \delta$ y se conoce como la componente de par de sincronización; T_S es el coeficiente de par de sincronización y $T_D \Delta \omega$ es la componente del par fase con la desviación de la velocidad $\Delta \omega$ y se conoce como la componente de par de amortiguación; T_D es el coeficiente de par de amortiguación.

La estabilidad del sistema depende de la existencia de ambos componentes de par para cada una de las máquinas síncronas. La falta de par de sincronización suficiente resulta en inestabilidad a través de una desviación aperiódica en el ángulo del rotor. Por otro lado, la falta de par de amortiguación suficiente da como resultado una inestabilidad oscilatoria [1].

Por conveniencia en el análisis y para obtener información útil sobre la naturaleza de los problemas de estabilidad, es útil caracterizar la estabilidad del ángulo del rotor en términos de las siguientes dos subcategorías:

1. La estabilidad del ángulo del rotor de perturbación pequeña (o señal pequeña) se refiere a la capacidad del sistema de alimentación para mantener el sincronismo en perturbaciones pequeñas. Se considera que las perturbaciones son lo suficientemente pequeñas como para permitir la linealización de las ecuaciones del sistema a efectos de análisis [5], [6], [7].

La estabilidad de las pequeñas perturbaciones depende del estado de funcionamiento inicial del sistema. La inestabilidad que puede resultar puede ser de dos formas: i) aumento en el ángulo del rotor a través de un modo no oscilatorio o aperiódica debido a la falta de sincronización de par de torsión, o ii) oscilaciones del rotor de amplitud creciente debido a la falta de suficiente par de amortiguación.

En los sistemas de potencia actuales, el problema de estabilidad del ángulo del rotor de pequeñas perturbaciones generalmente se asocia con una amortiguación insuficiente de las oscilaciones. El problema de inestabilidad aperiódica se ha eliminado en gran medida mediante el uso de reguladores de tensión de generador de acción continua; sin embargo, este problema todavía puede ocurrir cuando los generadores operan con excitación constante cuando están sujetos a las acciones de los limitadores de excitación (limitadores de corriente de campo). Esto resulta en inestabilidad a través de un modo no oscilatorio, como se muestra en la Figura 1.3a. Con los reguladores de tensión de acción continua, el problema de estabilidad de pequeñas perturbaciones consiste en garantizar una amortiguación suficiente de las oscilaciones del sistema. La inestabilidad es normalmente a

través de oscilaciones de amplitud creciente. La Figura 1.3b ilustra la naturaleza de la respuesta del generador con reguladores automáticos de tensión [1].

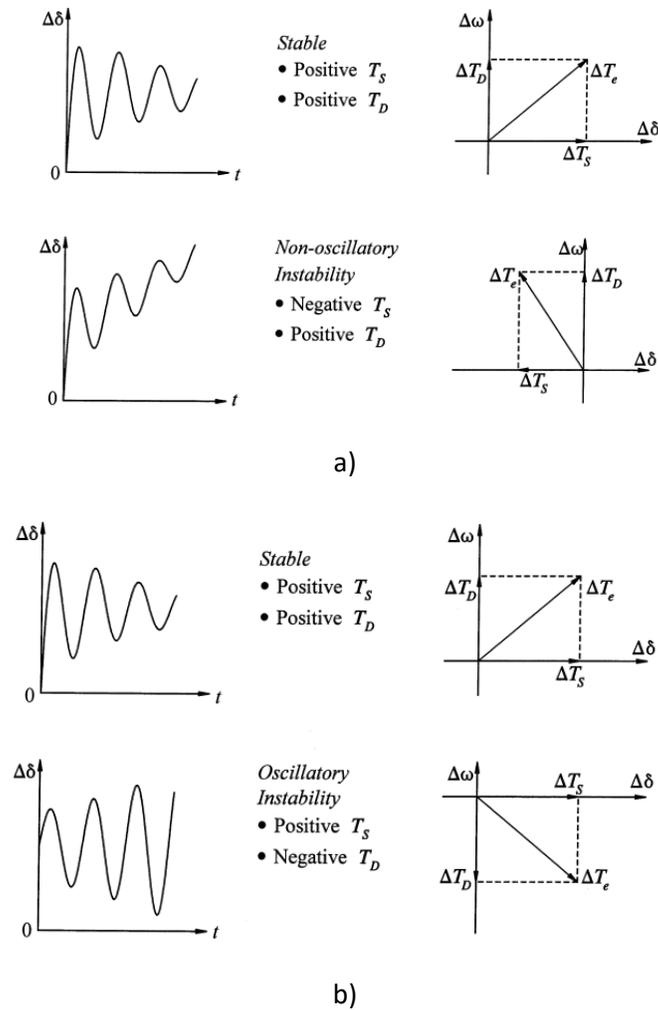


Figura 1.3 Naturaleza de la respuesta de pequeña señal: a) Con tensión de campo constante; b) Con control de excitación.

Los problemas de estabilidad del ángulo del rotor de pequeñas perturbaciones pueden ser de naturaleza local o global. Los problemas locales involucran una pequeña parte del sistema de potencia y, por lo general, se asocian con oscilaciones del ángulo del rotor de una sola planta de potencia contra el resto del sistema de potencia. Estas oscilaciones se denominan oscilaciones de modo de planta local.

La estabilidad (amortiguación) de estas oscilaciones depende de la resistencia del sistema de transmisión visto por la central eléctrica, los sistemas de control de excitación del generador y la producción de la planta [5].

Los problemas globales son causados por interacciones entre grandes grupos de generadores y tienen efectos generalizados. Implican oscilaciones de un grupo de generadores en un área que se balancea contra un grupo de generadores en otra área. Sus características son muy complejas y difieren significativamente de las oscilaciones del modo de planta local. Las características de carga, en particular, tienen un efecto importante en la estabilidad de los modos entre áreas [5].

El período de tiempo de interés en los estudios de estabilidad de pequeñas perturbaciones es del orden de 10 a 20 segundos después de una perturbación.

En los sistemas de potencia prácticos actuales, la estabilidad de la pequeña señal es en gran parte un problema de amortiguación insuficiente de las oscilaciones. La estabilidad de los siguientes tipos de oscilaciones es preocupante [1]:

- Los modos locales o los modos de sistema de la máquina están asociados con el balanceo de unidades en una estación generadora con respecto al resto del sistema de potencia. El término local se usa porque las oscilaciones se localizan en una estación o en una pequeña parte del sistema de potencia.
 - Los modos entre áreas están asociados con el balanceo de muchas máquinas en una parte del sistema contra máquinas en otras partes. Son causados por dos o más grupos de máquinas estrechamente acopladas que están interconectadas por lazos débiles.
 - Los modos de control están asociados con unidades generadoras y otros controles. Excitadores, reguladores de velocidad, convertidores HVDC y compensadores estáticos mal ajustados son las causas habituales de la inestabilidad de estos modos.
 - Los modos de torsión están asociados con los componentes rotativos del sistema de eje de turbina-generador. La inestabilidad de los modos de torsión puede ser causada por la interacción con los controles de excitación, los reguladores de velocidad, los controles HVDC y las líneas compensadas por condensadores en serie.
2. La estabilidad del ángulo del rotor de perturbación grande o la estabilidad transitoria, como se le conoce comúnmente, se relaciona con la capacidad del sistema de alimentación para mantener el sincronismo cuando se lo somete a una perturbación grave, como un cortocircuito de diferentes tipos (fase a tierra, fase-fase a tierra o trifásica) que por lo general ocurren en una línea de transmisión, pero en ocasiones también se consideran fallas de barra o transformador. Se supone que la falla se elimina con la apertura de los

interruptores apropiados para aislar el elemento defectuoso. En algunos casos, se puede suponer un recierre de alta velocidad. La respuesta del sistema resultante implica grandes desplazamientos de los ángulos del rotor del generador y está influenciada por la relación de ángulo de potencia no lineal. La estabilidad transitoria depende tanto del estado de funcionamiento inicial del sistema y la gravedad de la perturbación. La inestabilidad es por lo general en la forma de separación angular aperiódica debido al insuficiente de par síncrono, que se manifiesta como primera oscilación de inestabilidad. Sin embargo, en sistemas de gran potencia, la inestabilidad transitoria puede no ocurrir siempre como la inestabilidad de la primera oscilación asociada con un solo modo; podría ser el resultado de la superposición de un modo de oscilación entre zonas lenta y una oscilación de la planta local.

El modo provoca una gran desviación del ángulo del rotor más allá del primer giro [5]. También podría ser el resultado de efectos no lineales que afectan a un único modo causando inestabilidad más allá de la primera oscilación.

El período de tiempo de interés en los estudios de estabilidad transitoria es generalmente de 3 a 5 segundos después de la perturbación. Puede extenderse a 10–20 segundos para sistemas muy grandes con cambios dominantes entre áreas.

Como se identifica en la Figura 1.2, la estabilidad del ángulo del rotor de perturbación pequeña, así como la estabilidad transitoria se clasifican como fenómenos a corto plazo.

La Figura 1.4 ilustra el comportamiento de una máquina síncrona para situaciones estables e inestables. Muestra las respuestas del ángulo del rotor para un caso estable y para dos casos inestables. En el caso estable (Caso 1), el ángulo del rotor aumenta a un máximo, luego disminuye y oscila con amplitud decreciente hasta que alcanza un estado estable. En el Caso 2, el ángulo del rotor continúa aumentando constantemente hasta que se pierde el sincronismo. Esta forma de inestabilidad se conoce como inestabilidad de primer giro y es causada por un par síncrono insuficiente. En el Caso 3, el sistema es estable en la primera oscilación, pero se vuelve inestable como resultado de las crecientes oscilaciones a medida que se acerca el estado final. Esta forma de inestabilidad generalmente ocurre cuando la condición de estado estacionario post falla en sí misma es inestable de "señal pequeña", y no necesariamente como resultado de la perturbación transitoria.

En grandes sistemas de potencia, la inestabilidad transitoria puede no ocurrir siempre como inestabilidad de primera oscilación, podría ser el resultado de la superposición de varios modos de oscilación que causan grandes desviaciones del ángulo del rotor más allá de la primera oscilación [1].

En los estudios de estabilidad transitoria, el período de interés de estudio generalmente se limita a 3 a 5 segundos después de la perturbación, aunque puede extenderse a aproximadamente diez segundos para sistemas muy grandes con modos de oscilación entre áreas dominantes.

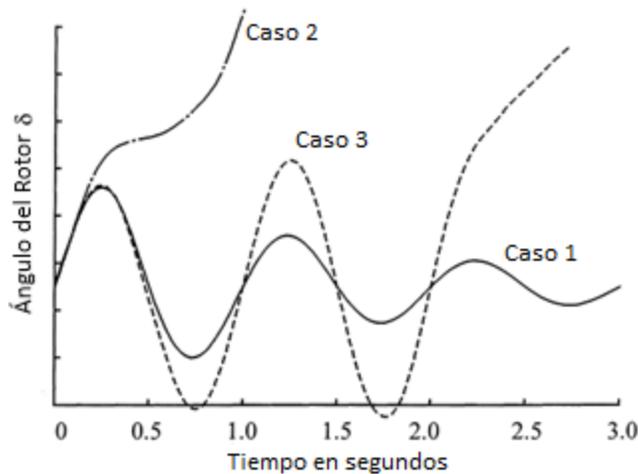


Figura 1.4 Respuesta del ángulo del rotor a una perturbación transitoria.

El término estabilidad dinámica también aparece en la literatura como una clase de estabilidad del ángulo del rotor. Sin embargo, se ha utilizado para denotar diferentes fenómenos por diferentes autores. En la literatura norteamericana, se ha usado principalmente para denotar la estabilidad de pequeñas perturbaciones en presencia de controles automáticos (en particular, los controles de excitación de la generación) como distintos de la clásica "estabilidad de estado estable" sin controles de generador [8], [5]. En la literatura europea, se ha utilizado para denotar la estabilidad transitoria. Dado que gran confusión ha dado como resultado del uso del término de estabilidad dinámica, se recomienda que no se use, al igual que los anteriores Grupos de Trabajo IEEE y CIGRE [9], [8].

Estabilidad de Tensión.

La estabilidad de tensión se refiere a la capacidad de un sistema de potencia para mantener tensiones constantes en todas las barras del sistema después de haber sido sometido a una

perturbación debido a una condición de operación inicial dada. Depende de la capacidad de mantener/restaurar el equilibrio entre la demanda de carga y el suministro de carga del sistema de potencia. La inestabilidad que puede resultar se produce en forma de caída o aumento progresivo de las tensiones de algunas barras. Un posible resultado de la inestabilidad de tensión es la pérdida de carga en un área, o el disparo de líneas de transmisión y otros elementos por sus sistemas de protección que conducen a cortes en cascada. La pérdida de sincronización de algunos generadores puede resultar de estas interrupciones o de condiciones de operación que violan el límite de corriente de campo [10].

La caída progresiva de las tensiones de barra también se puede asociar con la inestabilidad del ángulo del rotor. Por ejemplo, la pérdida de sincronismo de las máquinas a medida que los ángulos del rotor entre dos grupos de máquinas se aproximan a 180° provoca una caída rápida de las tensiones en puntos intermedios de la red cerca de la central eléctrica [5]. Normalmente, los sistemas de protección operan para separar los dos grupos de máquinas y las tensiones se recuperan a niveles dependiendo de las condiciones posteriores a la separación. Sin embargo, si el sistema no está tan separado, las tensiones cerca de la central eléctrica oscilan rápidamente entre valores altos y bajos como resultado de "deslizamientos de polos" repetidos entre los dos grupos de máquinas. En contraste, el tipo de caída sostenida de tensión que está relacionada con la inestabilidad de la tensión involucra cargas y puede ocurrir donde la estabilidad del ángulo del rotor no es un problema.

El término colapso de tensión también se usa a menudo. Es el proceso por el cual la secuencia de eventos que acompañan a la inestabilidad de tensión conduce a un apagón o tensiones anormalmente bajas en una parte significativa del sistema de potencia [5], [11] y [12]. La operación estable a baja tensión puede continuar después de que los cambiadores de tomas del transformador alcancen su límite de impulso, con un disparo intencional y/o involuntario de alguna carga. La carga restante tiende a ser sensible a la tensión, y no se cumple la demanda conectada a la tensión nominal.

La fuerza motriz para la inestabilidad de tensión es usualmente las cargas; en respuesta a una perturbación, la potencia consumida por las cargas tiende a ser restaurada por la acción del ajuste de deslizamiento del motor, los reguladores de tensión de distribución, los transformadores de cambio de toma y los termostatos. Las cargas restauradas aumentan la tensión en la red de alta tensión al aumentar el consumo de energía reactiva y provocando una mayor reducción de la tensión.

Un factor importante que contribuye a la inestabilidad de tensión es la caída de tensión que ocurre cuando el flujo de energía activa y reactiva pasa por reactancias inductivas de la red de transmisión; esto limita la capacidad de la red de transmisión para transferencia de potencia y soporte de tensión. La transferencia de potencia y el soporte de tensión están aún más limitados cuando algunos de los generadores alcanzan sus límites de capacidad de sobrecarga de corriente de campo o armadura. La estabilidad de la tensión se ve amenazada cuando una perturbación aumenta la demanda de potencia reactiva más allá de la capacidad sostenible de los recursos de potencia reactiva disponibles.

Si bien la forma más común de inestabilidad de tensión es la caída progresiva de las tensiones de barra, el riesgo de inestabilidad de sobretensión también existe y se ha experimentado al menos en un sistema [13]. Es causada por un comportamiento capacitivo de la red (líneas de transmisión de EHV que funcionan por debajo de la carga de impedancia de sobretensión), así como por limitadores de subexcitación que evitan que los generadores y/o compensadores síncronos absorban el exceso de potencia reactiva. En este caso, la inestabilidad está asociada con la incapacidad del sistema combinado de generación y transmisión para operar por debajo de algún nivel de carga. En su intento por restaurar esta carga de energía, los cambiadores de tomas del transformador causan inestabilidad de tensión a largo plazo.

Como en el caso de la estabilidad del ángulo del rotor, es útil clasificar la estabilidad de la tensión en las siguientes subcategorías:

- Estabilidad de tensión de perturbación grande. Se refiere a la capacidad del sistema para mantener tensiones estables después de perturbaciones grandes como fallas del sistema, pérdida de generación o contingencias de circuitos. Esta capacidad está determinada por las características del sistema y la carga, y las interacciones de los controles y protecciones tanto continuos como discretos. La determinación de la estabilidad de la tensión de perturbación grande requiere el examen de la respuesta no lineal del sistema de potencia durante un período de tiempo suficiente para capturar el rendimiento y las interacciones de dispositivos tales como motores, cambiadores de tomas del transformador baja carga y limitadores de corriente de campo del generador. El período de estudio de interés puede extenderse desde unos pocos segundos hasta decenas de minutos.
- Estabilidad de tensión de pequeña perturbación. Se refiere a la capacidad del sistema para mantener tensiones constantes cuando se somete a pequeñas perturbaciones, como

cambios incrementales en la carga del sistema. Esta forma de estabilidad está influenciada por las características de las cargas, los controles continuos y los controles discretos en un instante dado de tiempo. Este concepto es útil para determinar, en cualquier momento, cómo responderán las tensiones del sistema a pequeños cambios del sistema. Con las suposiciones apropiadas, las ecuaciones del sistema se pueden linealizar para el análisis, lo que permite el cálculo de información valiosa de sensibilidad útil para identificar los factores que influyen en la estabilidad. Sin embargo, esta linealización no puede tener en cuenta los efectos no lineales, como los controles del cambiador de tomas (bandas muertas, pasos de pulsaciones discretas y retardos de tiempo).

Como se indicó anteriormente, el período de tiempo de interés para los problemas de estabilidad de tensión puede variar desde unos pocos segundos hasta decenas de minutos. Por lo tanto, la estabilidad de tensión puede ser un fenómeno a corto o largo plazo [10], [11].

- La estabilidad de tensión a corto plazo implica la dinámica de componentes de carga de acción rápida como motores de inducción, cargas controladas electrónicamente y convertidores HVDC. El período de estudio de interés es del orden de varios segundos, y el análisis requiere la solución de ecuaciones diferenciales apropiadas del sistema; Esto es similar al análisis de la estabilidad del ángulo del rotor. El modelado dinámico de cargas es a menudo esencial. A diferencia de la estabilidad del ángulo, los cortocircuitos cerca de las cargas son importantes. Se recomienda que no se utilice el término estabilidad de tensión transitoria.
- La estabilidad de tensión a largo plazo implica equipos de acción más lenta, como transformadores de cambio de tomas, cargas controladas por termostato y limitadores de corriente del generador. El período de estudio de interés puede extenderse a varios o muchos minutos, y se requieren simulaciones a largo plazo para el análisis del rendimiento dinámico del sistema. La estabilidad generalmente está determinada por la interrupción del equipo resultante, en lugar de la gravedad de la perturbación inicial. La inestabilidad se debe a la pérdida del equilibrio a largo plazo (p. Ej., Cuando las cargas intentan restaurar su energía más allá de la capacidad de la red de transmisión y la generación conectada), el punto de operación de estado estable posterior a la perturbación es inestable a la perturbación pequeña o falta de atracción hacia el equilibrio estable posterior a la perturbación (por ejemplo, cuando una acción correctiva se aplica demasiado tarde). La

perturbación también podría ser una acumulación de carga sostenida (por ejemplo, un aumento de carga matutino).

Distinción básica entre la estabilidad de tensión y del ángulo del rotor.

Es importante reconocer que la distinción entre la estabilidad del ángulo del rotor y la estabilidad de la tensión no se basa en un acoplamiento débil entre las variaciones en la potencia activa/ángulo y la potencia reactiva/magnitud de tensión. De hecho, el acoplamiento es fuerte en condiciones de estrés y tanto la estabilidad del ángulo del rotor como la estabilidad de la tensión se ven afectadas por la potencia activa previa a la perturbación y por los flujos de potencia reactiva. En cambio, la distinción se basa en el conjunto específico de fuerzas opuestas que experimentan un desequilibrio sostenido y la variable principal del sistema en la que es evidente la inestabilidad consiguiente.

Estabilidad de Frecuencia.

La estabilidad de frecuencia se refiere a la capacidad de un sistema de potencia para mantener una frecuencia estable luego de un trastorno grave del sistema que resulta en un desequilibrio significativo entre la generación y la carga. Depende de la capacidad de mantener/restablecer el equilibrio entre la generación del sistema y la carga, con una pérdida mínima de carga involuntaria. La inestabilidad que puede resultar se produce en forma de oscilaciones de frecuencia sostenidas que conducen al disparo de unidades y/o cargas generadoras.

Las alteraciones graves del sistema generalmente resultan en grandes desviaciones de frecuencia, flujos de potencia, tensión y otras variables del sistema, invocando así las acciones de los procesos, controles y protecciones que no se modelan en los estudios convencionales de estabilidad transitoria o estabilidad de tensión. Estos procesos pueden ser muy lentos, como la dinámica de la caldera, o solo activados por condiciones extremas del sistema, como los generadores de disparo de protección de V/Hz. En los grandes sistemas de potencia interconectados, este tipo de situación se asocia más comúnmente con las condiciones posteriores a la división de los sistemas en islas. La estabilidad en este caso es una cuestión de si cada isla alcanzará o no un estado de equilibrio operativo con una mínima pérdida de carga involuntaria. Está determinada por la respuesta general de la isla como lo demuestra su frecuencia media, en lugar del movimiento relativo de las máquinas. En general, los problemas de estabilidad de frecuencia están asociados con deficiencias en las respuestas de los equipos, una coordinación deficiente de los equipos de control y protección o una reserva de generación insuficiente [14]. En sistemas isleños aislados, la estabilidad de frecuencia

podría ser motivo de preocupación para cualquier perturbación que cause una pérdida de carga o generación relativamente significativa [15].

1-1-3 Introducción al problema de estabilidad transitoria

En este capítulo se presenta una presentación general del problema de la estabilidad del sistema de potencia que incluye los conceptos físicos, clasificación y definición de términos relacionados. El análisis de las configuraciones de los sistemas de potencia elementales por medio de modelos idealizados ilustra algunos de los elementos fundamentales de estabilidad de los sistemas de potencia. Además, se presenta una revisión histórica de la aparición de diferentes formas de problemas de estabilidad a medida que evolucionaron los sistemas de poder y de los desarrollos en los métodos de análisis asociados. El objetivo es proporcionar una visión general de los fenómenos de estabilidad del sistema de poder y establecer una base basada en un razonamiento físico relativamente simple. Esto ayudará a prepararse para un tratamiento detallado de los diversos aspectos del tema en los capítulos posteriores.

Estabilidad del ángulo del rotor

La estabilidad del ángulo del rotor es la capacidad de las máquinas síncronas interconectadas de un sistema de potencia para permanecer en sincronismo. El problema de estabilidad implica el estudio de las oscilaciones electromecánicas inherentes a los sistemas de potencia. Un factor fundamental en este problema es la manera en que las salidas de potencia de las máquinas síncronas varían a medida que oscilan sus rotores. De forma breve el análisis de las características de la máquina síncrona es útil como primer paso para desarrollar los conceptos básicos relacionados.

Características de la máquina síncrona

Las características y el modelado de las máquinas síncronas se tratarán con gran detalle en los capítulos posteriores. En este caso, la discusión se limita a las características básicas asociadas con la operación síncrona. Una máquina síncrona tiene dos elementos esenciales: el campo y la armadura. Normalmente, el campo está en el rotor y la armadura está en el estator. El devanado de campo es excitado por corriente continua. Cuando el rotor es accionado por un motor primario (turbina), el campo magnético giratorio del devanado de campo induce tensiones alternas en los devanados de inducido trifásicos del estator. La frecuencia de las tensiones alternas inducidos y de las corrientes resultantes que fluyen en los devanados del estator cuando una carga depende de la

velocidad del rotor. La frecuencia de las cantidades eléctricas del estator está así sincronizada con el rotor, de ahí la designación "máquina síncrona".

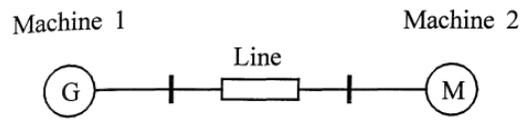
Cuando dos o más máquinas síncronas están interconectadas, las tensiones y corrientes del estator de todas las máquinas deben tener la misma frecuencia y el rotor mecánico de cada una está sincronizado con esta frecuencia. Por lo tanto, los rotores de todas las máquinas síncronas deben sincronizarse. La disposición física (distribución espacial) de los devanados del inducido del estator es tal que las corrientes alternas variables en el tiempo que fluyen en los devanados trifásicos producen un campo magnético giratorio que, en estado estacionario, gira a la misma velocidad que el rotor. Los campos del estator y el rotor reaccionan entre sí y el par electromagnético es el resultado de la tendencia de los dos campos a alinearse. En un generador, este par electromagnético se opone a la rotación del rotor, por lo que el motor primario debe aplicar un par mecánico para mantener la rotación. La salida del par eléctrico (o potencia) del generador se cambia solo cambiando la entrada del par mecánico por el motor primario. El efecto de aumentar la entrada de par mecánico es hacer avanzar el rotor a una nueva posición B) en relación con el campo magnético giratorio del estator. Por el contrario, una reducción del par mecánico o de la entrada de potencia retardará la posición del rotor. En condiciones de funcionamiento de estado estable, el campo del rotor y el campo giratorio del estator tienen la misma velocidad. Sin embargo, existe una separación angular entre ellos según el par eléctrico (o la potencia) de salida del generador.

En un motor síncrono, las funciones de los pares eléctricos y mecánicos se comparan con los de un generador. El par electromagnético sostiene rotación mientras carga mecánica se opone a la rotación. El efecto de aumentar la carga mecánica es retardar la posición del rotor con respecto al campo giratorio del estator. En la discusión anterior, los términos par y potencia se han usado indistintamente. Esta es una práctica común en la literatura de estabilidad del sistema de potencia, ya que la velocidad de rotación promedio de las máquinas es constante, aunque puede haber pequeñas excursiones momentáneas por encima y por debajo de la velocidad síncrona. Los valores por unidad de par y potencia son, de hecho, casi iguales.

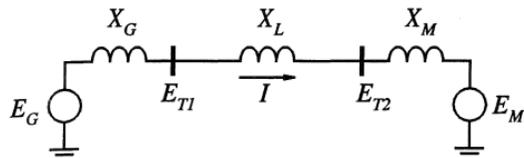
Relación entre la potencia activa y el ángulo del par

Una característica importante que influye en la estabilidad del sistema de potencia es la relación entre el intercambio de potencia y las posiciones angulares de los rotores de las máquinas síncronas. Esta relación es altamente no lineal. Para ilustrar esto, consideremos el sistema simple que se muestra en la Figura 1.5a. Consiste en dos máquinas síncronas conectadas por una línea de

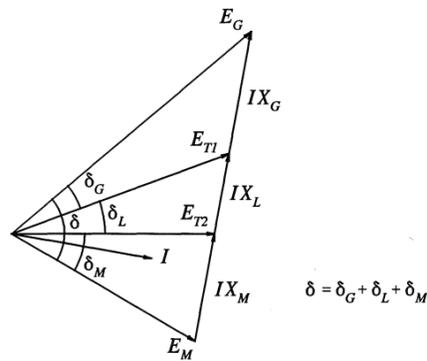
transmisión que tiene una reactancia inductiva X_L con resistencia serie y capacitancia en derivación despreciables. Se supone que la máquina 1 representa un generador síncrono que alimenta energía a un motor síncrono representado por la máquina 2.



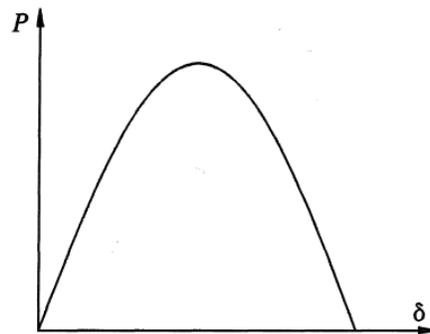
a)



b)



c)



d)

Figura 1.5 Característica de potencia transferida en un sistema de dos máquinas: a) Diagrama unifilar, b) Modelo idealizado del sistema, c) Diagrama fasorial, d) Curva potencia-ángulo.

La transferencia de potencia desde el generador al motor es una función de la separación angular δ entre los rotores de las dos máquinas. Esta separación angular se debe a tres componentes: ángulo interno del generador δ_G (ángulo por el cual el rotor del generador adelanta al campo giratorio del estator); diferencia angular entre las tensiones terminales del generador y el motor (ángulo por el cual el campo del estator del generador adelanta al del motor); y el ángulo interno del motor (ángulo por el cual el rotor se retrasa respecto al campo giratorio del estator). La Figura 1.5b muestra un modelo del sistema que se puede usar para determinar la relación entre potencia y ángulo. Se utiliza un modelo simple que comprende una tensión interna detrás de una reactancia efectiva para representar cada máquina síncrona. El valor de la reactancia de la máquina utilizada depende del propósito del estudio.

En la Figura 1.5c se muestra un diagrama fasorial que identifica las relaciones entre las tensiones del generador y del motor. La potencia transferida desde el generador al motor viene dada por:

$$P = \frac{E_G E_M}{X_T} \text{sen}(\delta) \quad (\text{Ecuación 1.2})$$

Donde:

$$X_T = X_G + X_L + X_M \quad (\text{Ecuación 1.3})$$

La relación de potencia contra ángulo correspondiente se representa en la Figura 1.5d. Con los modelos idealizados que se utilizan para representar las máquinas síncronas, la potencia varía según el seno del ángulo: una relación altamente no lineal. Con modelos de máquina más precisos, incluidos los efectos de los reguladores automáticos de tensión, la variación en la potencia con el ángulo se desviaría significativamente de la relación sinusoidal; Sin embargo, la forma general sería similar. Cuando el ángulo es cero, no se transfiere potencia. A medida que aumenta el ángulo, la transferencia de potencia aumenta hasta un máximo. Después de un cierto ángulo, nominalmente 90° , un aumento adicional en el ángulo resulta en una disminución en la potencia transferida. Por lo tanto, existe una potencia de estado estable máxima que se puede transmitir entre las dos máquinas. La magnitud de la potencia máxima es directamente proporcional a las tensiones internas de las máquinas e inversamente proporcional a la reactancia entre las tensiones, que incluye la reactancia de la línea de transmisión que conecta las máquinas y las reactancias de las máquinas.

Cuando hay más de dos máquinas, sus desplazamientos angulares relativos afectan el intercambio de potencia de una manera similar. Sin embargo, los valores limitantes de las transferencias de potencia y la separación angular son una función compleja de generación y distribución de carga.

Una separación angular de 90° entre dos máquinas cualquiera (el valor límite nominal para un sistema de dos máquinas) en sí misma no tiene un significado particular.

La estabilidad transitoria es la capacidad del sistema de potencia para mantener el sincronismo cuando se lo somete a una perturbación transitoria grave. La respuesta del sistema resultante implica grandes desplazamientos de los ángulos del rotor del generador y está influenciada por la relación de ángulo de potencia no lineal. La estabilidad depende tanto del estado de funcionamiento inicial del sistema como de la gravedad de la perturbación. Por lo general, el sistema se altera para que la operación de estado estable posterior a la perturbación difiera de la anterior a la perturbación.

1-2 Modelo matemático de la dinámica del rotor de las máquinas síncronas

Un sistema de potencia estable es aquel en el que las máquinas síncronas, cuando están perturbadas, volverán a su estado original si no hay un cambio neto de potencia o adquirirán un nuevo estado de forma asintótica sin perder el sincronismo. Por lo general, la perturbación causa un transitorio que es de naturaleza oscilatoria; pero si el sistema es estable, las oscilaciones se amortiguarán. Entonces surge la pregunta: ¿Qué cantidad o señal, preferiblemente eléctrica, nos permitiría probar la estabilidad? Una cantidad conveniente es el ángulo del rotor de la máquina medido con respecto a una referencia de rotación síncrona. Si la diferencia de ángulo entre dos máquinas aumenta indefinidamente o si el transitorio oscilatorio no se amortigua de manera suficiente, el sistema es inestable. El tema principal de este capítulo es el estudio de la estabilidad basado en gran medida en el comportamiento del ángulo de la máquina.

1-2-1 Energía cinética e inercia de las máquinas síncronas

El análisis de cualquier sistema de potencia para determinar su estabilidad en estado transitorio, lleva consigo la consideración de algunas de las propiedades mecánicas de las máquinas del sistema, ya que, después de una perturbación cualquiera, las máquinas han de ajustar los ángulos relativos de sus rotores para cumplir las condiciones impuestas de transferencia de potencia.

En todos los estudios de estabilidad, el objetivo es determinar si los rotores de las máquinas que están siendo perturbados regresan a una operación con velocidad constante. Obviamente, esto significa que la velocidad del rotor se ha apartado, al menos temporalmente, de la velocidad síncrona. Por lo tanto, con el fin de facilitar los cálculos se harán tres suposiciones fundamentales para todos los estudios de estabilidad:

1. Solamente se consideran corrientes y tensiones de frecuencia síncrona en los devanados del estator y en el sistema de potencia. En consecuencia, no se consideran componentes de CC y armónicos.
2. Se usan las componentes simétricas para la representación de fallas desbalanceadas.
3. Se considera que la tensión generada no se afecta por las variaciones en la velocidad de la máquina.

El problema es tan mecánico como eléctrico y es preciso tener bien presentes ciertos principios mecánicos al considerarlo. La energía cinética de un cuerpo con movimiento de rotación es:

$$EC = \frac{1}{2}J\omega^2 \quad [J] \quad \text{(Ecuación 1.4)}$$

Con ω en rad/s, se puede expresar el momento de inercia J en $J\text{-s}^2/\text{rad}^2$. Otra cantidad importante es el momento angular, M definido por

$$M = J\omega \left[\frac{J\text{-s}}{\text{rad}} \right] \quad \text{(Ecuación 1.5)}$$

Conviene más, expresar la energía almacenada por una máquina eléctrica en MJ y en ingeniería los ángulos se miden frecuentemente en grados. De acuerdo a esto, M se mide normalmente en MJ-s/grado eléctrico.

Cuando M se calcula a partir de $J\omega$, a velocidad síncrona de la máquina $\omega = \omega_s$, se llama constante de inercia. Esta práctica lleva a una confusión puesto que hay otro termino, designado por la letra H . al que se le llama también constante de inercia o constante H . La constante de inercia H , se define como los MJ de energía almacenada por una máquina a la velocidad síncrona por los MVA nominales de la máquina.

$$H = \frac{\text{energía cinética almacenada en MJ a velocidad síncrona}}{\text{capacidad de la máquina en MVA}} \quad \text{(Ecuación 1.6)}$$

$$H = \frac{\frac{1}{2}J\omega^2}{S_{máq}} = \frac{\frac{1}{2}M\omega}{S_{máq}} \quad \text{(Ecuación 1.7)}$$

Así, la energía cinética se puede expresar en función de la constante mecánica de inercia H :

$$EC = HS_{máq} \quad \text{(Ecuación 1.8)}$$

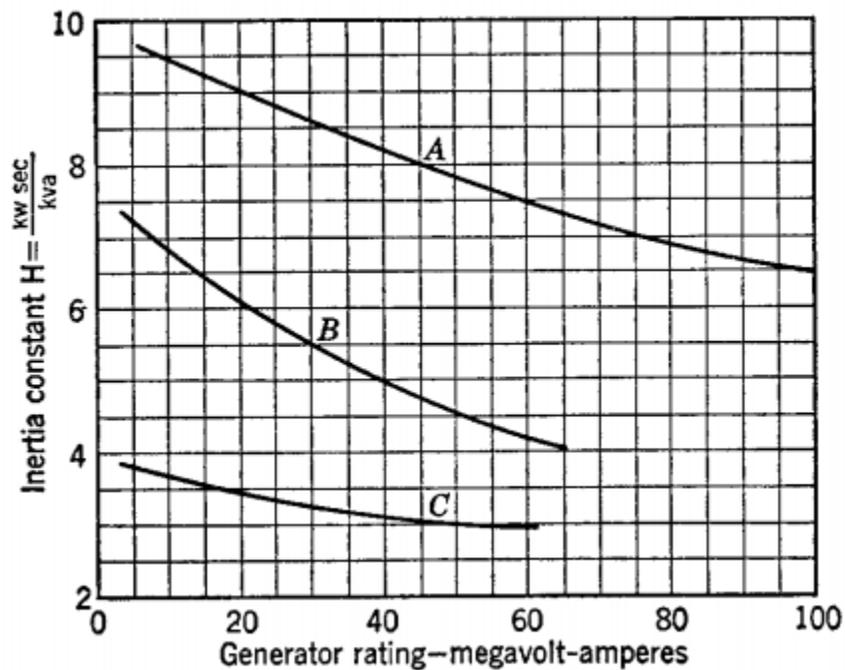
Si la velocidad de la máquina, ω se expresa en grados eléctricos por segundos, la relación con la frecuencia natural f en segundos será:

$$\omega = 360f \quad (\text{Ecuación 1.9})$$

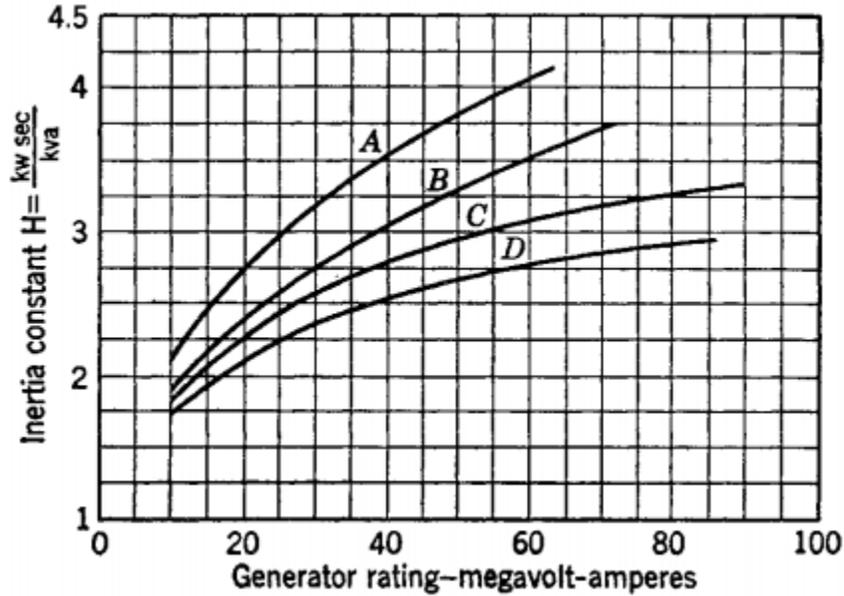
A partir de las ecuaciones 7, 8 y 9, la constante de inercia M será:

$$M = \frac{S_{m\acute{a}q} H}{180f} \left[\frac{\text{MJ} - \text{s}}{\text{grado el\acute{e}ctrico}} \right] \quad (\text{Ecuaci3n 1.10})$$

Mas adelante, deber\acute{a} determinarse M para estudiar la estabilidad en estado transitorio, pero M depende del tama\~{n}o y del tipo de m\`{a}quina, mientras que H no varia mucho con el tama\~{n}o. La magnitud H tiene un campo de valores, relativamente estrecho para cada clase de m\`{a}quinas, independientemente de sus valores de MVA y velocidad nominal, esto se puede apreciar en la Figura 1.6.



a)



b)

Figura 1.6 Constantes de inercia H : a) Turbogeneradores de vapor con turbina incluida, b) Grandes generadores hidráulicos.

Para la Figura 1.6a los turbogeneradores de la curva A tienen condensador y operan a 1800 rpm, para los de la curva B tienen condensador y operan a 3600 rpm, para los de la curva C no tienen condensador y operan a 3600 rpm. Para la Figura 1.6b, los generadores de la curva A operan entre 450 y 514 rpm, los de la curva B entre 200 y 400 rpm, los de la curva C entre 138 y 180 rpm, y los de la curva D entre 80 y 120 rpm. En la Tabla 1.1 se presentan extractos de las curvas anteriores con rangos de la variación de las constantes de inercia y adicionales [16].

Tipo de máquina		Constante de inercia, H [MJ/MVA]
Turbogenerador		
Con condensador:	1800 rpm	9 a 6
	3600 rpm	7 a 4
Sin condensador:	3600 rpm	4 a 3
Generador hidráulico		
Baja velocidad:	<200 rpm	2 a 3
Alta velocidad:	>200 rpm	2 a 4
Condensador síncrono refrigerado con hidrogeno		

Grande	1.25
Pequeño	1.0
Motor síncrono con carga variable desde 1.0 hasta 5.0 y mayor para volantes pesados	2.0

Tabla 1.1 Constantes típicas de inercia de máquinas síncronas. Cuando se da un rango de H , el primer número se aplica a las máquinas de capacidades más pequeñas en MVA.

Como es sabido, el valor de H esta expresado para una máquina según su capacidad nominal, $S_{máq}$, así en un gran sistema de potencia con varias máquinas, solo se puede seleccionar una base común de MVA para todas las partes del sistema, $S_{sistema}$ o S_{base} . Así el valor de la constante de inercia H en la base de MVA del sistema se puede expresar como:

$$H_{sistema} = H_{máq} \frac{S_{máq}}{S_{sistema}} \quad (\text{Ecuación 1.11})$$

1-2-2 La ecuación de oscilación y la ecuación de potencia-ángulo de par

La ecuación de oscilación gobierna el movimiento del rotor de la máquina que relaciona el par de inercia con la resultante de los pares mecánicos y eléctricos en el rotor, es decir;

$$J \frac{d^2 \theta_m}{dt^2} = T_a \text{ [N - m]} \quad (\text{Ecuación 1.12})$$

Donde J es el momento de inercia en Kg-m² de todas las masas giratorias unidas al eje del rotor, θ_m es el desplazamiento angular mecánico del rotor con respecto a una referencia estática, y T_a , es el par de aceleración en N-m que actúa sobre el eje. Dado que la máquina es un generador, el par motor T_m , es mecánico y el par de retardo o carga T_e , es eléctrico. Por lo tanto, se tiene la siguiente ecuación:

$$T_a = T_m - T_e \text{ [N - m]} \quad (\text{Ecuación 1.13})$$

El par mecánico, T_m , es el suministrado por la fuente de energía mecánica menos el par de retardo debido a las pérdidas rotacionales.

Para un generador síncrono se consideran que el par mecánico T_m y el eléctrico T_e son positivos, y si $T_m > T_e$, el par de aceleración, T_a , será positivo o acelerante. Esto significa que T_m tiende a acelerar el rotor en la dirección positiva θ_m de rotación, como se muestra en la Figura 1.7a.

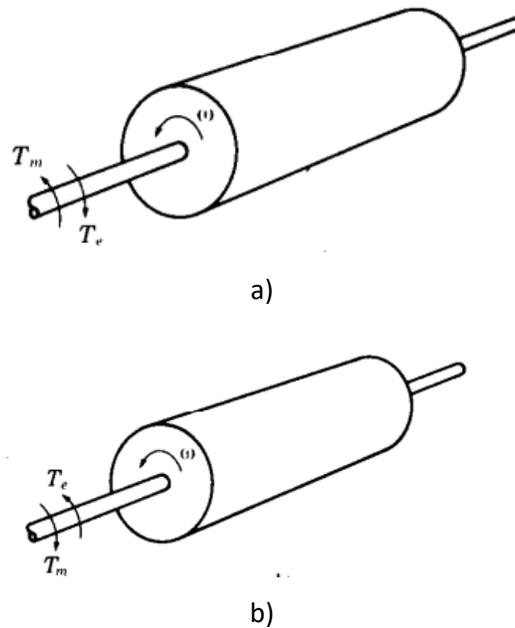


Figura 1.7 Representación del rotor de una máquina síncrona comparando la dirección y los pares mecánico y eléctrico para: a) Generador, b) Motor.

Para la condición de estado estable del generador, T_m y T_e son iguales y el par de aceleración T_a es cero, por lo cual, la velocidad de la máquina es la síncrona, $\omega_m = \omega_{sm}$. La masa rotatoria que incluye el rotor del generador y la fuente de energía mecánica está en sincronismo con las otras máquinas que operan a velocidad síncrona en un sistema de potencia.

La fuente de energía mecánica puede ser una hidro-turbina o una turbina de vapor para la que existen modelos de diferentes niveles de complejidad que representa sus efectos sobre la variable T_m . Por simplicidad se puede suponer un T_m constante, aunque no es muy válida cuando la entrada de la fuente mecánica de energía es contralada por un gobernador de velocidad. Los gobernadores de velocidad no actúan hasta después que se ha percibido un cambio de velocidad y así, no se consideran efectivos durante el periodo de tiempo en el que la dinámica del rotor es de interés en los estudios de estabilidad.

El par eléctrico, T_e , corresponde a la potencia neta en el entrehierro de la máquina y así, toma en cuenta la potencia de salida total del generador más las pérdidas I^2R en los devanados de la armadura.

En un motor síncrono, la dirección del flujo de potencia es opuesta a la del generador. De esta manera, para un motor, T_m y T_e en la ecuación 1.13 son de signo contrario, como se muestra en la Figura 1.7b. Entonces, T_e corresponde a la potencia del entrehierro suministrada por el sistema eléctrico que impulsa el rotor, mientras T_m representa el par de oposición de la carga más las pérdidas rotacionales que tienden a retardar al rotor.

Para cualquiera de los casos, la potencia de aceleración tiene una ecuación similar a la ecuación 1.13.

$$P_a = T_a \omega = P_m - P_e \quad (\text{Ecuación 1.14})$$

Como θ_m se mide con respecto al eje de referencia estacionario sobre el estator, es una medición absoluta del ángulo del rotor. En consecuencia, continuamente se incrementa con el tiempo, aun a velocidad síncrona constante. Como interesa la velocidad relativa del rotor relativa a la síncrona, es más conveniente medir la posición angular del rotor con respecto al eje de referencia que rota a velocidad síncrona. Por lo cual, se define:

$$\theta_m = \omega_{sm} t + \delta_m \quad (\text{Ecuación 1.15})$$

Donde, ω_{sm} es la velocidad síncrona de la máquina en radianes mecánicos por segundo, y δ_m es del desplazamiento angular del rotor desde el eje de referencia que gira síncronamente, expresado en radianes mecánicos.

Tomando las derivadas respecto al tiempo:

$$\frac{d\theta_m}{dt} = \omega_{sm} + \frac{d\delta_m}{dt} \quad (\text{Ecuación 1.16})$$

$$\frac{d^2\theta_m}{dt^2} = \frac{d^2\delta_m}{dt^2} \quad (\text{Ecuación 1.17})$$

Donde $d\delta_m/dt$ es el cambio en el ángulo de potencia, esta es una desviación que hay de la velocidad del rotor con respecto a la síncrona, así por la ecuación 1.16, $d\theta_m/dt$ es constante e igual a ω_{sm} cuando $d\delta_m/dt = 0$. La ecuación 1.17 representa la aceleración del rotor. Es conveniente usar la siguiente notación:

$$\omega_m = \frac{d\theta_m}{dt} = \omega_{sm} + \frac{d\delta_m}{dt} \quad (\text{Ecuación 1.18})$$

Donde ω_m es la velocidad angular del rotor instantánea en radianes mecánicos por segundo. Así se puede modificar la ecuación de oscilación descrita en las ecuaciones 1.12 y 1.13 usando la ecuación 1.17:

$$J \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = T_a = T_m - T_e [N - m] \quad (\text{Ecuación 1.19})$$

Por facilidad practica ω_m no difiere de manera significativa de ω_{sm} , cuando la máquina opera en estado estable, y se puede usar $\omega_m \approx \omega_{sm}$ para expresar la ecuación de oscilación en términos de la potencia en lugar de los pares.

Para las potencias se realizan las siguientes definiciones y aproximaciones a costa que la velocidad angular del rotor no difiere mucho de la velocidad síncrona.

$$P = T\omega \quad (\text{Ecuación 1.20a})$$

$$P_a = T_a \omega_m \quad (\text{Ecuación 1.20b})$$

$$P_m = T_m \omega_m \approx T_m \omega_{sm} \quad (\text{Ecuación 1.20c})$$

$$P_e = T_e \omega_{sm} \approx T_e \omega_m \quad (\text{Ecuación 1.20d})$$

Así la ecuación 1.19 se convierte en:

$$J\omega_m \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = P_a = P_m - P_e [W] \quad (\text{Ecuación 1.21})$$

El termino $J\omega_m$ es el momento angular o como se definió anteriormente, constante de inercia M esta se define a la velocidad síncrona, pero se puede aplicar la misma aproximación de la velocidad usada para las ecuaciones 1.20:

$$M = J\omega_m \approx J\omega_{sm} \quad (\text{Ecuación 1.22})$$

La ecuación 1.21 se expresa ahora así

$$M \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = P_a = P_m - P_e [W] \quad (\text{Ecuación 1.23})$$

Utilizando la ecuación 1.7:

$$M = \frac{2H}{\omega_{sm}} S_{m\acute{a}q} \left[\frac{\text{MJ}}{\text{radianes mecánicos}} \right]$$

Sustituyendo en la ecuación de oscilación:

$$\left(\frac{2H}{\omega_{sm}} S_{m\acute{a}q} \right) \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = P_a = P_m - P_e [W] \quad (\text{Ecuación 1.24})$$

Así se obtiene la expresión en por unidad:

$$\frac{2H}{\omega_{sm}} \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = P_a = P_m - P_e [\text{pu}] \quad (\text{Ecuación 1.25})$$

Se pueden expresar las cantidades angulares en unidades eléctricas:

$$\delta = \frac{p}{2} \delta_m \quad (\text{Ecuación 1.26a})$$

$$\frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{p}{2} \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} \quad (\text{Ecuación 1.26b})$$

$$\omega_s = \frac{p}{2} \omega_{sm} \quad (\text{Ecuación 1.26c})$$

$$\omega = \frac{p}{2} \omega_m \quad (\text{Ecuación 1.26d})$$

Donde, p es el número de polos de la armadura, así δ se expresa en radianes eléctricos, y ω en radianes eléctricos por segundo, obteniendo la expresión definitiva para la ecuación de oscilación

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_a = P_m - P_e \text{ [pu]} \quad (\text{Ecuación 1.27})$$

Otras expresiones útiles, son cuando se utiliza la frecuencia eléctrica f en Hertz:

$$\frac{2H}{\pi f} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_a = P_m - P_e \text{ [pu]} \quad (\text{Ecuación 1.28a})$$

$$\frac{2H}{180f} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_a = P_m - P_e \text{ [pu]} \quad (\text{Ecuación 1.28b})$$

En la ecuación 1.28a, δ se expresa en radianes eléctricos, y en la ecuación 1.28b en grados eléctricos.

Observar que la ecuación de oscilación es la que gobierna la dinámica rotacional de la máquina síncrona en los estudios de estabilidad, y es de segundo orden. Esta ecuación diferencial de segundo orden se puede descomponer en dos ecuaciones diferenciales de primer orden:

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d\omega}{dt} = P_a = P_m - P_e \text{ [pu]} \quad (\text{Ecuación 1.29a})$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_s = \omega_r \quad (\text{Ecuación 1.29b})$$

Donde ω_r es la velocidad angular del rotor relativa a la síncrona.

Cuando se resuelve la ecuación de oscilación, se obtiene una expresión para δ en función del tiempo, o sea $\delta(t)$. La grafica de la solución se llama curva de oscilación de la máquina y la inspección de las curvas de oscilación de todas las máquinas de un sistema mostrara si las máquinas permanecen en sincronismo después de una perturbación.

Muchas veces es necesario ajustar las constantes H según la potencia base del sistema, así que debe aplicarse el cambio de base descrito por la ecuación 1.11.

Naturaleza del par mecánico

Los pares mecánicos de los primotores para grandes generadores, tanto turbinas de vapor como de turbina hidráulica, son funciones de la velocidad. Sin embargo, debemos distinguir cuidadosamente entre el caso de la máquina no regulada (que no está bajo el control activo del gobernador) y el caso regulado (gobernado).

Para una posición de compuerta o válvula fija (es decir, cuando la máquina no está bajo el control activo del regulador), la característica de la velocidad de torsión es casi lineal en un rango limitado a la velocidad nominal, como se muestra en la Figura 1.8a. No se hace ninguna distinción en la literatura entre el estado estacionario y las características transitorias a este respecto. La Figura 1.8a muestra que la velocidad del motor primario de una máquina que opera en una posición de compuerta o válvula fija disminuirá en respuesta a un aumento de la carga. El valor del coeficiente de par de la turbina es igual a la carga de la máquina en pu. Esto se puede verificar de la siguiente manera. De la relación fundamental entre el par mecánico T_m y la potencia P_m

$$T_m = \frac{P_m}{\omega} [\text{N} - \text{m}] \quad (\text{Ecuación 1.30})$$

Usando la definición de diferenciales

$$dT_m = \frac{\partial T_m}{\partial P_m} dP_m + \frac{\partial T_m}{\partial \omega} d\omega [\text{N} - \text{m}] \quad (\text{Ecuación 1.31})$$

Cerca de la carga nominal, tenemos:

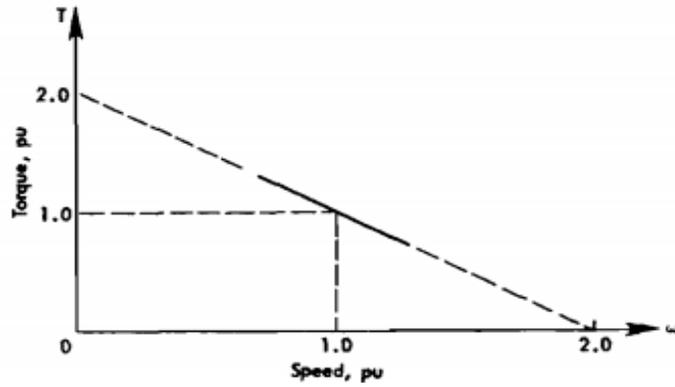
$$dT_m = \left(\frac{1}{\omega_R}\right) dP_m - \left(\frac{P_{mR}}{\omega_R^2}\right) d\omega [\text{N} - \text{m}] \quad (\text{Ecuación 1.32})$$

Si se asume que la potencia mecánica de salida es constante, $dP_m = 0$ así,

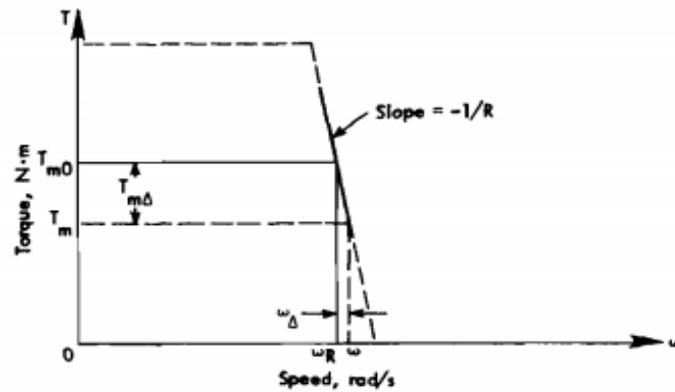
$$dT_m = -\left(\frac{P_{mR}}{\omega_R^2}\right) d\omega [\text{N} - \text{m}] \quad (\text{Ecuación 1.33})$$

Normalizando al dividir la ecuación por $T_{mR} = P_{mR}/\omega_R$ se tiene el resultado

$$dT_m = -d\omega [\text{pu}] \quad (\text{Ecuación 1.34})$$



a)



b)

Figura 1.8 Característica par-velocidad de turbina: a) máquina sin regulación, b) máquina con regulación.

En las máquinas con regulación, el mecanismo de control de velocidad es responsable del control de las válvulas del acelerador hacia la turbina de vapor o la posición de la compuerta en las turbinas hidráulicas, y el par mecánico se ajusta en consecuencia. Esto ocurre en condiciones normales de funcionamiento y durante las perturbaciones.

Para ser estable en condiciones normales, la característica de velocidad de par del sistema de control de velocidad de la turbina debe tener una "característica de caída"; es decir, una caída en la velocidad de la turbina debería acompañar un aumento en la carga. Tal característica se muestra en la Figura 1.8b. Una característica típica de "caída" o "regulación de velocidad" es del 5% en los Estados Unidos (4% en Europa). Esto significa que una recuperación de carga de sin carga (potencia) a plena carga (potencia) correspondería a una caída de velocidad del 5% si se supone que la característica de carga de velocidad es lineal. La ecuación de caída (regulación) se deriva de la

siguiente manera: de la Figura 1.8b, $T_m = T_{m0} + T_{m\Delta}$, y $T_{m\Delta} = -\omega_{\Delta}/R$, donde R , es la regulación en rad/N-m-s. Así

$$T_m = T_{m0} - \frac{\omega - \omega_R}{R} [N - m] \quad (\text{Ecuación 1.35})$$

Multiplicando por ω_R , se puede escribir

$$P_m \cong T_m = T_{m0} - \frac{\omega - \omega_R}{R} [N - m] \quad (\text{Ecuación 1.36})$$

Definiendo $P_{mu} =$ potencia mecánica de la máquina en pu de los VA base,

$$P_{mu} = \frac{P_m}{S_B} = \frac{P_{m0}}{S_B} - \left(\frac{\omega_R}{S_B R} \right) \omega_{\Delta} \quad (\text{Ecuación 1.37})$$

O

$$P_{mu} = P_{m0u} - \frac{\omega_R^2 \omega_{\Delta}}{S_B R} [\text{pu}] \quad (\text{Ecuación 1.38})$$

Ya que $P_{m\Delta} = P_m - P_{m0}$,

$$P_{m\Delta u} = -\frac{\omega_R^2 \omega_{\Delta u}}{S_B R} = -\frac{\omega_{\Delta u}}{R_u} [\text{pu}] \quad (\text{Ecuación 1.39})$$

Donde la regulación en pu R_u se deriva de la ecuación 1.39:

$$R_u = \frac{S_B R}{\omega_R^2} [\text{pu}] \quad (\text{Ecuación 1.40})$$

Naturaleza del par eléctrico

En general, el par eléctrico se produce por la interacción entre los tres circuitos del estator, el circuito de campo y otros circuitos como los devanados de amortiguador. Como los tres circuitos del estator están conectados al resto del sistema, la tensión del terminal está determinada en parte por la red externa, las otras máquinas y las cargas. El flujo que une cada circuito en la máquina depende de la tensión de salida del excitador, la carga del circuito magnético (saturación) y la corriente en los diferentes devanados. Si la máquina está funcionando a una velocidad síncrona o de manera asíncrona afecta a todos los factores anteriores. Por lo tanto, una discusión exhaustiva del par eléctrico depende de la representación sincrónica de la máquina. Si se tienen en cuenta todos los circuitos de la máquina, la discusión sobre el par eléctrico puede resultar bastante complicada. Por el momento, simplemente notamos que el par eléctrico depende del flujo que une los devanados del estator y las corrientes en estos devanados. Si se conocen los valores instantáneos de estos enlaces y corrientes de flujo, se puede determinar el valor instantáneo correcto del par

eléctrico. A medida que el rotor se mueve, el flujo que une cada devanado del estator cambia, ya que las inductancias entre ese devanado y los circuitos del rotor son funciones de la posición del rotor. Bajo esta transformación, tanto las corrientes como los enlaces de flujo (y, por lo tanto, las tensiones) se transforman en dos devanados ficticios ubicados en ejes que están separados por 90° y se fijan con respecto al rotor. Un eje coincide con el centro de los polos magnéticos del rotor y se denomina eje directo. El otro eje se encuentra a lo largo del eje neutro magnético y se denomina eje de cuadratura. Las expresiones para las cantidades eléctricas, como la potencia y el par, se desarrollan en términos de las tensiones de los ejes directo y en cuadratura (o enlaces de flujo) y las corrientes.

Un modelo matemático más simple, que puede usarse para estudios de estabilidad, divide el par eléctrico en dos componentes principales, el par síncrono y un segundo componente que incluye todos los otros pares eléctricos. Exploramos este concepto brevemente como una ayuda para comprender el comportamiento del generador durante los transitorios.

Par síncrono

El par síncrono es el componente más importante del par eléctrico. Se produce por la interacción de los devanados del estator con el componente fundamental del flujo del entrehierro. Depende de la tensión del terminal de la máquina, del ángulo del rotor, de las reactancias de la máquina y del llamado FEM del eje de cuadratura, que se puede considerar como un FEM del rotor efectiva que depende de la corriente del inducido y del rotor y es una función de la respuesta del excitador. Además, la configuración de la red afecta el valor de la tensión terminal.

Otros pares eléctricos

Durante un transitorio, otros pares eléctricos extraños se desarrollan en una máquina síncrona. El componente más importante está asociado con los devanados del amortiguador. Si bien estos pares asíncronos son generalmente de pequeña magnitud, su efecto sobre la estabilidad no puede ser insignificante. Los efectos más importantes son los siguientes.

1. De secuencia positiva la amortiguación resulta de la interacción entre la secuencia positiva flujo en el entrehierro y los devanados del rotor, en particular los desplazamientos del amortiguador. En general, este efecto es beneficioso ya que tiende a reducir la magnitud de las oscilaciones de la máquina, especialmente después de la primera media vuelta.

Generalmente se asume que es proporcional a la frecuencia de deslizamiento, que es casi el caso de los deslizamientos pequeños.

2. De secuencia negativa de frenado resulta de la interacción entre la secuencia negativa flujo en el entrehierro durante fallas asimétricas y los devanados amortiguadores. Como el deslizamiento de secuencia negativa es $2 - s$, el par de torsión siempre se está retardando al rotor. Su magnitud es significativa solo cuando la resistencia del devanado del amortiguador del rotor es alta.
3. El frenado de corriente continua es producido por el componente de DC de la corriente de armadura durante fallas. Lo que induce corrientes en el devanado del rotor de frecuencia fundamental. Su interacción produce un par que siempre está retardando al rotor.

Se debe enfatizar que, si se usa la expresión correcta para el par eléctrico instantáneo, se incluirán todos los componentes mencionados anteriormente del par eléctrico. En algunos estudios, se utilizan expresiones aproximadas para el par, por ejemplo, cuando se consideran condiciones de estado casi estable. Aquí solemos hacer una estimación de los componentes del par motor que no sea el par motor síncrono.

Ecuación Potencia-Ángulo

Los cambios en la potencia eléctrica se determinan por las condiciones en las redes de transmisión y distribución, así como por las cargas del sistema al que el generador suministra su potencia. Las perturbaciones resultantes de cambios severos en las cargas, fallas en la red o accionamiento de interruptores, pueden causar que la salida del generador P_e , cambie rápidamente, en cuyo caso, hay transitorios electromecánicos.

Suponer que la variación en la velocidad de la máquina sobre la tensión generada, es despreciable, es de vital importancia. Esta suposición lleva a que P_e está determinada por las ecuaciones de flujo de carga que se aplican al estado de la red eléctrica y por el modelo que se seleccione para representar el comportamiento eléctrico de la máquina.

Considerar un generador que suministra potencia a través de un sistema de transmisión pasivo línea que incluye transformadores, líneas de transmisión, capacitores en derivación, reactores serie y que incluye además la reactancia transitoria del mismo generador; representado esto por una red bipuerto. En el extremo transmisión se tiene la tensión interna transitoria \bar{E}'_1 del generador, en el

extremo receptor \bar{E}'_2 puede ser una barra infinita o la tensión interna transitoria de un motor síncrono cuya reactancia transitoria se incluye en la red bipuerto. Ver Figura 1.9.

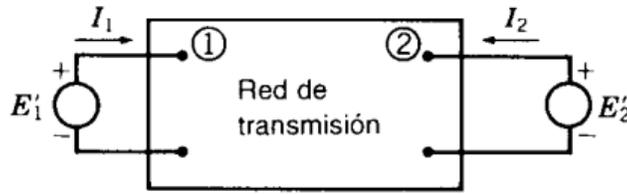


Figura 1.9 Diagrama esquemático para estudios de estabilidad.

La matriz $[Y_{barrera}]$ de la red de transmisión reducida a dos nodos, además del nodo de referencia es:

$$[Y_{barrera}] = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{11} & \bar{Y}_{12} \\ \bar{Y}_{21} & \bar{Y}_{22} \end{bmatrix} \quad (\text{Ecuación 1.41})$$

Con: $\bar{E}'_1 = E'_1 \angle \delta_1$, $\bar{E}'_2 = E'_2 \angle \delta_2$, $\bar{Y}_{11} = G_{11} + jB_{11}$, $\bar{Y}_{12} = Y_{12} \angle \theta_{12}$. La potencia compleja inyectada la barra 1 es

$$\bar{S}_1 = P_1 + jQ_1 = \bar{V}_1 \sum_{i=1}^2 (\bar{Y}_{1i} \bar{V}_i)^* = (E'_1)^2 (\bar{Y}_{11})^* + \bar{E}'_1 (\bar{E}'_2)^* (\bar{Y}_{12})^* \quad (\text{Ecuación 1.42})$$

Extrayendo la parte real:

$$P_1 = (E'_1)^2 G_{11} + E'_1 E'_2 Y_{12} \cos(\delta_1 - \delta_2 - \theta_{12}) \quad (\text{Ecuación 1.43})$$

Si se definen dos nuevas variables angulares:

$$\delta = \delta_1 - \delta_2 \quad (\text{Ecuación 1.44a})$$

$$\gamma = \theta_{12} - \pi/2 \quad (\text{Ecuación 1.44b})$$

Al sustituir las ecuaciones 1.44 en la ecuación 1.43 la potencia activa inyectada la barra 1 será:

$$P_1 = (E'_1)^2 G_{11} + E'_1 E'_2 Y_{12} \text{sen}(\delta - \gamma) \quad (\text{Ecuación 1.45})$$

Donde $(E'_1)^2 G_{11}$ es la pérdida resistiva en la red de transmisión y $E'_1 E'_2 Y_{12}$ representa la potencia máxima que se puede intercambiar entre los dos extremos de la red de transmisión, $P_{m\acute{a}x}$.

Así P_1 dado por la ecuación 1.45 es la potencia eléctrica de salida del generador (despreciando pérdidas en la armadura) y se reemplaza por P_e , esta última ecuación recibe el nombre de ecuación potencia-ángulo y su grafica en función de δ se conoce como curva potencia-ángulo.

La suponer que la red es puramente reactiva, $G_{11} = 0$ y $\gamma = 0$, por lo cual la ecuación potencia-ángulo pasa a ser

$$P_e = \frac{E'_1 E'_2}{X_{12}} \text{sen}(\delta) = P_{m\acute{a}x} \text{sen}(\delta) \quad (\text{Ecuaci3n 1.46})$$

Donde X_{12} , es la reactancia de transferencia entre E'_1 y E'_2 . Considerando que los parámetros de la ecuaci3n 1.46 estan dados en por unidad, la ecuaci3n 1.27 puede expresarse ahora como:

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_a = P_m - P_{m\acute{a}x} \text{sen}(\delta) \text{ [pu]} \quad (\text{Ecuaci3n 1.47})$$

1-2-3 El criterio de las áreas iguales

Considere la ecuaci3n de oscilaci3n para una máquina conectada a una burra infinita deriva previamente en la forma:

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_a = P_m - P_e \text{ [pu]} \quad (\text{Ecuaci3n 1.48})$$

Donde P_a es la potencia de aceleraci3n. De la ecuaci3n 1.48:

$$\frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{\omega_s}{2H} P_a \quad (\text{Ecuaci3n 1.49})$$

Multiplicando cada lado por $2(d\delta/dt)$ y reordenando:

$$2 \frac{d\delta}{dt} \frac{d\delta}{dt^2} = \left(\frac{\omega_s}{2H} P_a \right) \left(\frac{d\delta}{dt} \right) \quad (\text{Ecuaci3n 1.50})$$

$$\frac{d}{dt} \left[\left(\frac{d\delta}{dt} \right)^2 \right] = \frac{\omega_s}{H} P_a \left(2 \frac{d\delta}{dt} \right) \quad (\text{Ecuaci3n 1.51})$$

$$d \left[\left(\frac{d\delta}{dt} \right)^2 \right] = \frac{\omega_s}{H} P_a d\delta \quad (\text{Ecuaci3n 1.52})$$

Integrando ambos lados,

$$\left(\frac{d\delta}{dt} \right)^2 = \frac{\omega_s}{H} \int_{\delta_0}^{\delta} P_a d\delta \quad (\text{Ecuaci3n 1.53})$$

Despejando

$$\frac{d\delta}{dt} = \left(\frac{\omega_s}{H} \int_{\delta_0}^{\delta} P_a d\delta \right)^{\frac{1}{2}} \quad (\text{Ecuaci3n 1.54})$$

La ecuaci3n 1.54 da la velocidad relativa de la máquina con respecto a un marco de referencia que se mueve a una velocidad constante (por la definici3n del ngulo δ). Para la estabilidad, esta velocidad debe ser cero cuando la aceleraci3n es cero o se opone al movimiento del rotor. Por lo tanto, para un rotor que est acelerando, la condici3n de estabilidad es que un valor $\delta_{m\acute{a}x}$ existe tal que $P_a(\delta_{m\acute{a}x}) \leq 0$ y:

$$\int_{\delta_0}^{\delta_{\text{máx}}} P_a d\delta = 0 \quad (\text{Ecuación 1.55})$$

Si la potencia de aceleración se representa como una función de δ , la ecuación 1.55 puede interpretarse como el área bajo esa curva entre δ_0 y $\delta_{\text{máx}}$. Esto se muestra en la Figura 1.10 donde el área neta bajo la P_a versus δ la curva se suma a cero en el ángulo $\delta_{\text{máx}}$ ya que las dos áreas A_1 y A_2 , son iguales y opuestas.

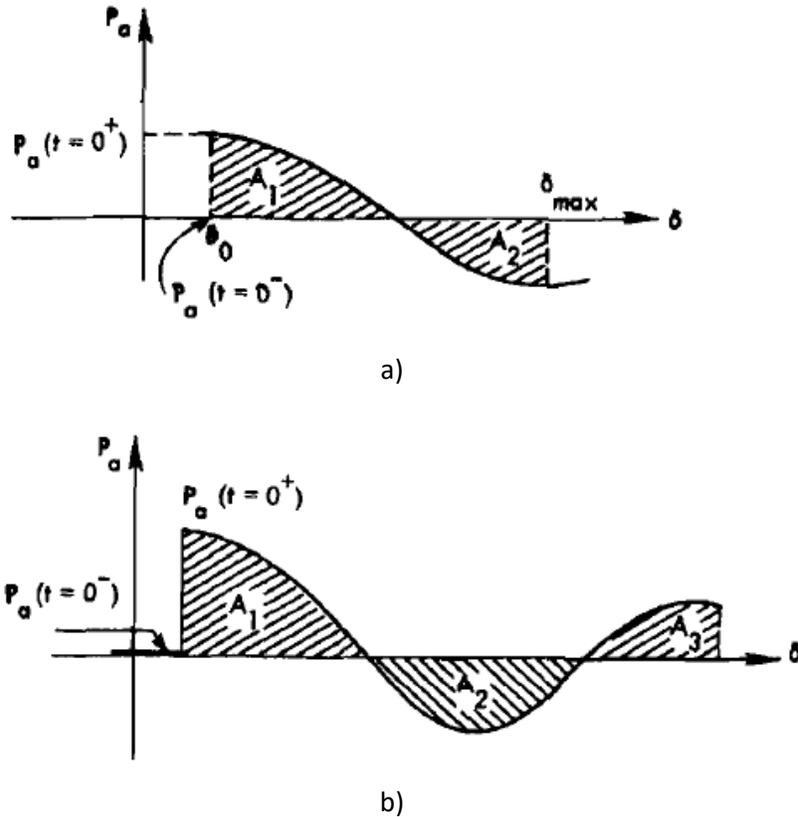


Figura 1.10 Criterios de áreas iguales: a) para la estabilidad de un sistema estable, b) para un sistema inestable.

Además $\delta_{\text{máx}}$ la potencia de aceleración, y por lo tanto la aceleración del rotor, es negativa. Por lo tanto, el sistema es estable y $\delta_{\text{máx}}$ es el ángulo máximo rotor alcanzado durante la oscilación.

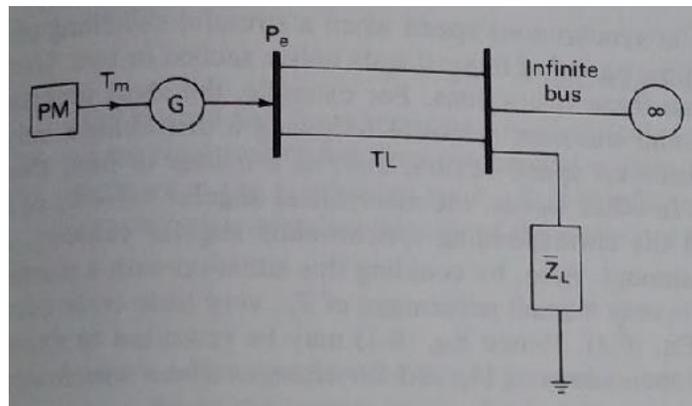
Si la potencia de aceleración invierte el signo antes de que las dos áreas A_1 y A_2 sean iguales, se pierde el sincronismo. Esta situación se muestra en la Figura 1.10b. El área A_2 es más pequeña que A_1 , y como δ aumenta más allá del valor donde P_a invierte el signo otra vez, el área A_3 es sumada a A_1 . El límite de estabilidad se produce cuando el ángulo $\delta_{\text{máx}}$ es tal que $P_a = 0$ y las áreas A_1 y A_2

son iguales. Para este caso $\delta_{\text{máx}}$ coincide con el ángulo δ_m en la curva de ángulo de potencia con la falla eliminada de tal manera que $P = P_m$ and $\delta > \pi/2$.

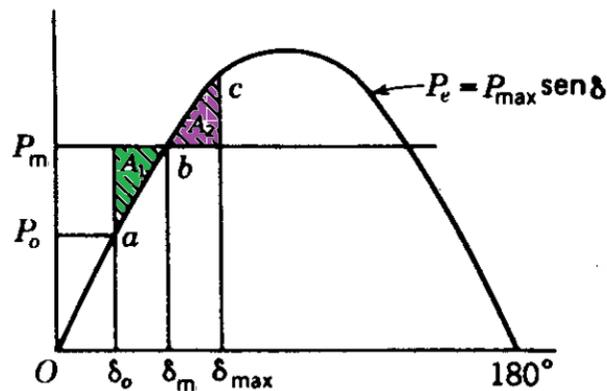
Tenga en cuenta que la potencia de aceleración no tiene que ser representada en función de δ . Podemos obtener la misma información si las potencias eléctricas y mecánicas se grafican en función de δ . La primera es la curva de potencia de ángulo y en muchos estudios P_m es una constante. La curva de potencia de aceleración podría tener discontinuidades debido a la conmutación de la red, el inicio de fallas y similares.

Análisis del criterio de áreas iguales aplicado a un motor síncrono [17]

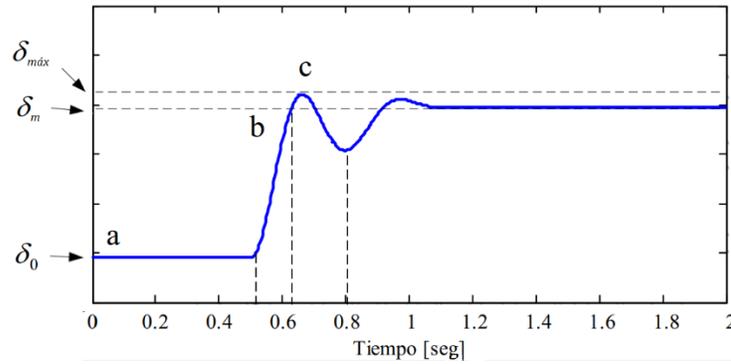
Algunas de las condiciones originadas por el aumento brusco de carga la carga mecánica sobre un motor síncrono, conectado a una barra infinita (ver Figura 1.11a), se representan en la Figura 1.11b, que es la variación la ecuación potencia-ángulo para distintos instantes.



a)



b)



c)

Figura 1.11 Sistema de potencia usado para describir el criterio de áreas iguales: a) Diagrama unifilar; b) Potencia eléctrica de entrada a un motor en función del ángulo del par δ ; c) Variación en el ángulo del par en función del tiempo.

La reactancia total es la suma de la reactancia transitoria del motor (posteriormente se explicará porque se usa la reactancia transitoria), la reactancia de dispersión del transformador elevador y la reactancia de la línea de transmisión; $X = X'_{dm} + X_t + X_{LT}$, la potencia máxima que se puede transferir al motor será $P_{m\acute{a}x} = V_t E'_m / X$. La variación de la ecuación potencia-ángulo de la Figura 1.11b se puede analizar por etapas:

1. En un inicio el motor funciona a velocidad síncrona, con un ángulo de par δ_0 y una potencia mecánica de salida P_0 , que es igual a la potencia eléctrica de entrada P_e , (punto a).
2. Se aumenta la carga mecánica, la potencia de salida es ahora, P_m , y es mayor a la potencia eléctrica de entrada, P_e para δ_0 , (punto a').
3. La diferencia de potencia la suministra el sistema giratorio (campo magnético) en forma de energía cinética que esta almacenada en el sistema giratorio; esto causa una disminución en la velocidad del rotor, lo que incrementa el ángulo del par hasta δ_m , al aumentar δ , la potencia suministrada por la barra aumenta hasta que $P_e = P_m$ en δ_m (punto b). En este punto, no existe par de aceleración, $T_a = 0$, pero $\omega < \omega_s$.
4. Luego, δ sigue aumentando y luego de pasar por el punto b, $P_e > P_m$, el exceso de potencia se almacena en el campo magnético del motor, lo cual ocasiona un incremento de la velocidad. Cuando la velocidad vuelve a ser la síncrona el ángulo del par tiene un valor máximo $\delta_{m\acute{a}x}$ (punto c).

5. En el punto c, $P_e > P_m$ y la velocidad sigue aumentando, pero δ empieza a disminuir tan pronto como la velocidad sobrepasa la de sincronismo. El valor máximo de δ será $\delta_{m\acute{a}x}$. Al disminuir δ , se regresa al punto b con una velocidad mayor a la s\ncrona.
6. El \ngulo δ sigue disminuyendo hasta regresar al punto a, volviendo a la velocidad s\ncrona.
7. El ciclo se repite, hasta que toda la energ\ia cin\etica que se extrae del campo magn\netico del motor regrese a \e9l, y de esta manera poder operar en estado estable con el \ngulo δ_m . Esto se muestra en la Figura 1.11c.

Todo este proceso se resume en la Tabla 1.2.

Posici3n en el ciclo	Velocidad del motor, ω	\ngulo del par, δ	Potencia el\etrica, P_e	Energ\ia almacenada, $W = \frac{1}{2}J\omega^2$	El sistema giratorio sufre una:
En el punto a, para $t = 0^+$	$\omega = \omega_s$	$\delta = \delta_0$	$P_e = P_0, P_e < P_m$	$W = W_s$	Desaceleraci3n
	Decreciente	M\ınimo	M\ınimo	Decreciente	$P_a = P_e - P_m < 0$
Desde a hacia b	$\omega < \omega_s$	Creciente	$P_e < P_m$	$W < W_s$	Desaceleraci3n
	Decreciente		Creciente	Decreciente	$P_a < 0$
En el punto b	$\omega < \omega_s$	$\delta = \delta_m$	$P_e = P_m$	$W < W_s$	$P_a = 0$
	M\ınimo	Creciente	Creciente	M\ınimo	
Desde b hacia c	$\omega < \omega_s$	Creciente	$P_e > P_m$	$W < W_s$	Aceleraci3n
	Creciente		Creciente	Creciente	$P_a > 0$
En el punto c	$\omega = \omega_s$	$\delta = \delta_{m\acute{a}x}$	$P_e > P_m$	$W = W_s$	Aceleraci3n
	Creciente	M\aximo	M\aximo	Creciente	$P_a > 0$
Desde c hacia b	$\omega > \omega_s$	Decreciente	$P_e > P_m$	$W > W_s$	Aceleraci3n
	Creciente		Decreciente	Creciente	$P_a > 0$
En el punto b	$\omega > \omega_s$	$\delta = \delta_m$	$P_e = P_m$	$W > W_s$	$P_a = 0$
	M\aximo	Decreciente	Decreciente	M\aximo	
Desde b hacia a	$\omega > \omega_s$	Decreciente	$P_e < P_m$	$W > W_s$	Desaceleraci3n
	Decreciente		Decreciente	Decreciente	$P_a < 0$

En el punto a	Se repite el ciclo.
---------------	---------------------

Tabla 1.2 Condiciones variables en un motor síncrono oscilando respecto a una barra infinita por un aumento brusco de carga. W_s es la energía almacenada a velocidad síncrona, $W_s = \frac{1}{2}J\omega_s^2$.

Al estudiar la Tabla 1.2 se demuestra que la energía pérdida cuando el motor desacelera y δ crece hasta δ_m , se recupera cuando se alcanza el valor $\delta_{m\acute{a}x}$.

El motor oscila alrededor del ángulo δ_m de equilibrio, entre los ángulos δ_0 y $\delta_{m\acute{a}x}$. Si hay amortiguamiento, la oscilación disminuye y se obtiene un funcionamiento estable en δ_m .

La oscilación máxima del motor hasta un ángulo de por $\delta_{m\acute{a}x}$ se determina por una interpretación grafica de la ecuación 1.54,

$$\int_{\delta_0}^{\delta} \frac{\omega_s(P_m - P_e)}{H} d\delta = 0 \quad \text{(Ecuación 1.56)}$$

Cuando se satisface está ecuación, se alcanza el valor de δ máximo y $d\delta/dt = 0$. El área sombreada verde A_1 es:

$$A_1 = \int_{\delta_0}^{\delta_m} (P_m - P_e)d\delta \quad \text{(Ecuación 1.57)}$$

De igual forma, el área sombreada morada A_2 , es:

$$A_2 = \int_{\delta_m}^{\delta_{m\acute{a}x}} (P_m - P_e)d\delta \quad \text{(Ecuación 1.58)}$$

Así:

$$A_1 - A_2 = \int_{\delta_0}^{\delta_m} (P_m - P_e)d\delta - \int_{\delta_m}^{\delta_{m\acute{a}x}} (P_m - P_e)d\delta \quad \text{(Ecuación 1.59)}$$

$$A_1 - A_2 = \int_{\delta_0}^{\delta_{m\acute{a}x}} (P_m - P_e)d\delta \quad \text{(Ecuación 1.60)}$$

La ecuación 1.54 se satisface y $d\delta/dt = 0$, cuando $A_1 = A_2$. El ángulo de par máximo $\delta_{m\acute{a}x}$, está situado gráficamente de forma que $A_1 = A_2$. *El sistema es estable, únicamente, si por encima de P_m puede situarse un área $A_2 = A_1$.*

En la Figura 1.12, se muestra un caso en el cual una carga aplicada bruscamente en el eje del motor, la cual es superior a la de la Figura 1.11b. El área A_2 está por encima de P_m y limitada por la curva de P_e , es menor que A_1 y $d\delta/dt \neq 0$ para $\delta = \delta_x$.

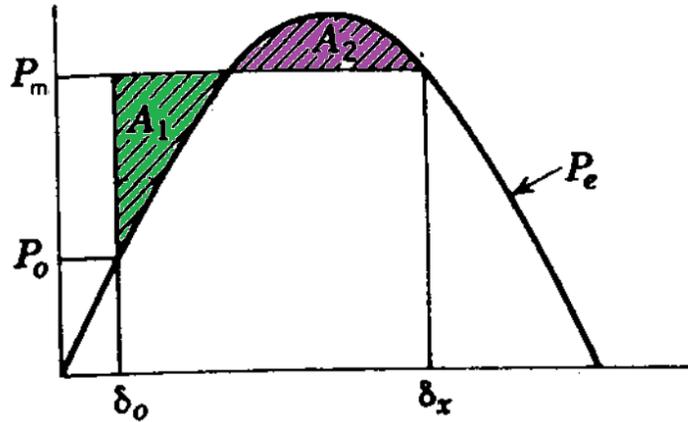


Figura 1.12 Potencia eléctrica de entrada a un motor, en función del ángulo del par, para un aumento brusco de carga tal que $A_2 < A_1$.

Análisis del criterio de áreas iguales aplicado a un generador síncrono [16]

Considerar el sistema de transmisión de dos circuitos paralelos que unen un generador síncrono (más un transformador de unidad) con una barra infinita; se cuenta con una línea corta conectada a la barra del transformador del lado de alta tensión, esta cuenta con los interruptores A y B , como se aprecia en la Figura 1.13.

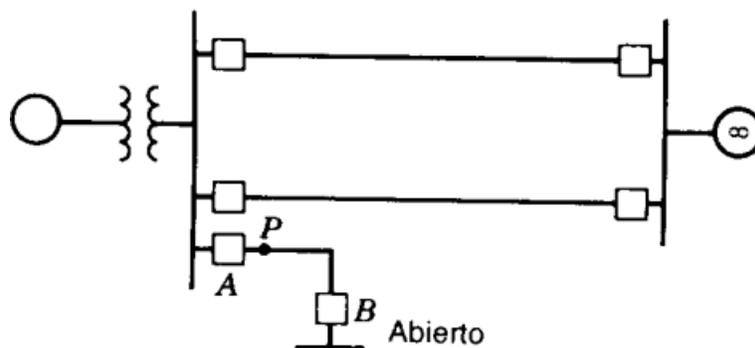


Figura 1.13 Diagrama unifilar de un generador conectado de barra infinita por medio de una línea de transmisión de doble circuito, con una línea corta para simular cortocircuito en la barra de alta tensión del transformador.

En un principio A esta cerrado y B está abierto, en el punto P , próximo a la barra ocurre una falla trifásica, la cual es liberada por el interruptor A después de un corto periodo de tiempo. Así, el sistema de transmisión es inalterable excepto cuando se presenta la falla. El cortocircuito originado por la falla esta efectivamente en la barra y así, la potencia eléctrica de salida desde el generador es cero hasta que la falla es liberada. Se da la siguiente secuencia de sucesos, que gráficamente se representan en las Figuras 14(a) y 14(b).

1. El generador opera a velocidad síncrona con un ángulo de rotor δ_0 , y la potencia mecánica de entrada P_m es igual a la potencia eléctrica de salida P_e . (Punto a en Figura 1.14a).
2. Ocurre la falla trifásica en $t = 0$, causando que la potencia eléctrica de salida caiga súbitamente a cero, mientras la potencia mecánica no se altera. (Punto b en la Figura 1.14a).
3. La diferencia de potencia debe considerarse en la razón de cambio de energía cinética almacenada en la masa del rotor; esto solo se puede llevar a cabo si hay un incremento en la velocidad como resultado de tener una potencia de aceleración constante ($P_a = P_m$).

Si t_c es el tiempo que se requiere para librar la falla, entonces, la aceleración es constante para $t < t_c$ y está dada por:

$$\frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{d\omega_r}{dt} = \frac{\omega_s}{2H} P_m \quad (\text{Ecuación 1.61})$$

Mientras, persiste la falla, el incremento de la velocidad por arriba de la síncrona se encuentra así:

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega_r = \int_0^t \frac{\omega_s}{2H} P_m dt = \frac{\omega_s}{2H} P_m t \quad (\text{Ecuación 1.62})$$

Una integración adicional con respecto al tiempo permite obtener el ángulo del rotor:

$$\delta = \frac{\omega_s}{4H} P_m t^2 + \delta_0 \quad (\text{Ecuación 1.63})$$

La ecuación 1.63 solo es válida entre δ_0 y δ_c , donde este último valor de ángulo del rotor es igual al ángulo de par en el instante que se libra la falla, t_c .

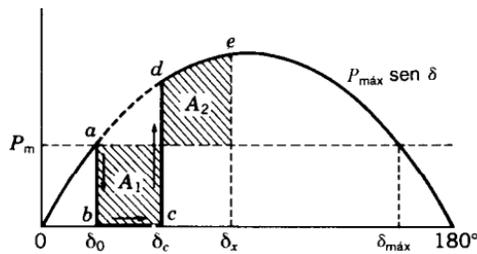
Así se muestra que ω_r se incrementa linealmente con respecto al tiempo, mientras el ángulo del rotor δ , avanza desde δ_0 hasta δ_c en el libramiento de la falla (del punto b al c, en la Figura 1.14a).

En el instante en que la falla es liberada (punto c en la Figura 1.14a), el incremento en la velocidad del rotor y la separación entre el generador y la barra infinita están dados respectivamente por las siguientes expresiones

$$\omega_r(t = t_c) = \frac{\omega_s P_m}{2H} t_c \quad (\text{Ecuación 1.64a})$$

$$\delta(t = t_c) = \frac{\omega_s P_m}{4H} t_c^2 + \delta_c = \delta_c + \Delta\delta \quad (\text{Ecuación 1.64b})$$

4. Cuando la falla es liberada en el ángulo δ_c , la potencia eléctrica de salida se incrementa bruscamente (punto d).
5. En el punto d, la potencia eléctrica de salida es mayor a la potencia mecánica de entrada, así, la potencia de aceleración es negativa, en consecuencia, el rotor se va deteniendo conforme P_e va desde el punto d hasta el punto e. En el punto e, la velocidad del rotor es nuevamente la síncrona, $\omega_r = \omega_s$; aunque el ángulo del rotor ha avanzado hasta δ_x . El ángulo δ_x esta determinado por el hecho de que las áreas A_1 y A_2 son iguales.
6. Como en el punto e, la potencia de aceleración es todavía negativa y así, el rotor no puede permanecer girando a velocidad síncrona, pero continúa desacelerándose. La velocidad relativa es negativa, $\omega_r < 0$ y el ángulo del rotor decrece desde δ_x en el punto e, a lo largo de la curva $P_e - \delta$ (Figura 1.14b), hasta el punto a en el que la velocidad del rotor es menor que la síncrona.
7. Desde el punto a hasta el punto f (Figura 1.14b), la potencia mecánica excede a la eléctrica $P_m > P_e$ y el rotor nuevamente incrementa su velocidad hasta que en el punto f alcanza el sincronismo. El punto f se localiza de tal forma que las áreas A_3 y A_4 , sean iguales.
8. En ausencia de amortiguamiento, el rotor continuara oscilando en las secuencias f-e-a, e-a-f y así sucesivamente, con la velocidad síncrona en los puntos e y f.



(a)

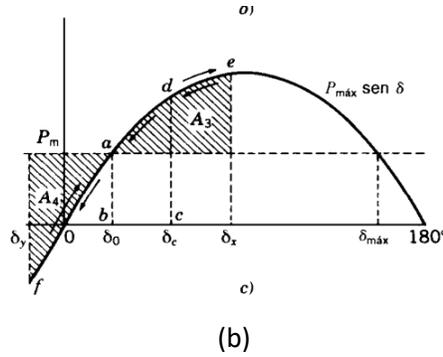


Figura 1.14. Curvas $P_e - \delta$ para el generador mostrado en la Figura 1.13.

Para demostrar que las áreas sombreadas A_1 y A_2 son iguales considerar la ecuación de oscilación en forma desacoplada dada por las ecuaciones 1.29.

Las siguientes ecuaciones 1.29a y 1.29b ya definidas anteriormente

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d\omega}{dt} = P_a = P_m - P_e \text{ [pu]} \quad (\text{Ecuación 1.29a})$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_s = \omega_r \quad (\text{Ecuación 1.29b})$$

Como el valor de la velocidad síncrona es constante, la derivar la ecuación 1.29b e introducirla la ecuación 1.29a resulta:

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d\omega_r}{dt} = P_a = P_m - P_e \quad (\text{Ecuación 1.65})$$

Cuando la velocidad del rotor es la síncrona, es claro que, $\omega = \omega_s$, por lo tanto, $\omega_r = 0$.

Multiplicando ambos lados de la ecuación 1.65 por $\omega_r = d\delta/dt$,

$$\frac{H}{\omega_s} 2\omega_r \frac{d\omega_r}{dt} = (P_m - P_e) \frac{d\delta}{dt} \quad (\text{Ecuación 1.66})$$

Reordenando la ecuación 1.66

$$\frac{H}{\omega_s} \frac{d[\omega_r^2]}{dt} = (P_m - P_e) \frac{d\delta}{dt} \quad (\text{Ecuación 1.67})$$

Multiplicando la ecuación 1.67 por dt e integrando:

$$\frac{H}{\omega_s} (\omega_{r2}^2 - \omega_{r1}^2) = \int_{\delta_1}^{\delta_2} (P_m - P_e) d\delta \quad (\text{Ecuación 1.68})$$

En la ecuación 1.68, ω_{r1} es la velocidad del rotor que corresponde al ángulo δ_1 y de igual forma se relacionan ω_{r2} y δ_2 . Cuando $\omega_r = 0$, esto es porque $\omega = \omega_s$, así el rotor tiene velocidad síncrona en δ_1 y δ_2 , se tiene que $\omega_{r1} = \omega_{r2} = 0$ y la ecuación 1.68 se convierte en

$$\int_{\delta_1}^{\delta_2} (P_m - P_e) d\delta = 0 \quad (\text{Ecuación 1.69})$$

La ecuación 1.69 se aplica a cualesquiera dos puntos δ_1 y δ_2 sobre la curva $P_e - \delta$, siempre que sean puntos en los que la velocidad del rotor sea síncrona. En la Figura 1.14, los puntos a y e, corresponden a δ_0 y δ_x , respectivamente. Realizando la integración de la ecuación 1.70 en dos etapas:

$$\int_{\delta_0}^{\delta_c} (P_m - P_e) d\delta + \int_{\delta_c}^{\delta_x} (P_m - P_e) d\delta = 0 \quad (\text{Ecuación 1.70})$$

Donde el primer término corresponde al área A_1 y el segundo término corresponde al área A_2 .

La forma útil de la ecuación 1.70 es:

$$\int_{\delta_0}^{\delta_c} (P_m - P_e) d\delta = \int_{\delta_c}^{\delta_x} (P_e - P_m) d\delta \quad (\text{Ecuación 1.71})$$

La integral de la izquierda se aplica al periodo de falla, mientras que la de la derecha al periodo inmediato posterior a la falla hasta el punto de máxima oscilación, δ_x . El área A_1 es directamente proporcional al incremento en energía cinética del rotor, conforme se está acelerando, mientras que el área A_2 es proporcional al decremento en la energía cinética del rotor conforme este se desacelera.

De esta manera, el criterio de áreas iguales establece que la energía cinética añadida al rotor durante la falla, debe eliminarse después de esta con el fin de restaurar la velocidad síncrona del rotor.

1-2-4 Aplicación del criterio de áreas iguales para el libramiento de fallas

Considerando el sistema analizado de la Figura 1.13 y su comportamiento ante una falla trifásica representado por las curvas $P_e - \delta$ de la Figura 1.14. El área sombreada A_1 es dependiente del tiempo que se toma para librar la falla. Si hay un retraso en el libramiento, δ_c se incrementa; de la misma manera, el área A_1 se incrementa y el criterio de áreas iguales requiere que el área A_2 también se incremente para restaurar la velocidad síncrona del rotor en un ángulo mayor de máxima oscilación, δ_x . Si el retraso en el libramiento se prolonga de manera que el ángulo del rotor oscila

más allá del ángulo máximo $\delta_{m\acute{a}x}$, ver la Figura 1.15, entonces, la velocidad del rotor en ese punto sobre la curva $P_e - \delta$ esta por encima de la velocidad síncrona cuando se cuenta nuevamente que la potencia de aceleración es positiva.

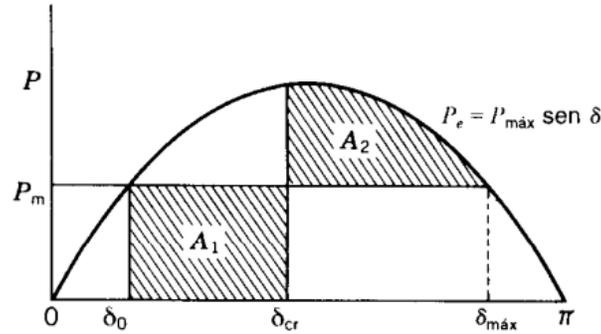


Figura 1.15 Curva $P_e - \delta$ que muestra el ángulo crítico de libramiento para el generador de la Figura 1.13. Las áreas A_1 y A_2 son iguales.

Bajo la influencia de esta potencia de aceleración positiva, el ángulo del par se incrementará sin límite y resultará una inestabilidad.

Por lo tanto, hay un ángulo crítico para librar la falla con el fin de satisfacer los requerimientos del criterio de áreas iguales para la estabilidad. Este ángulo es llamado ángulo crítico de libramiento, δ_{cr} . El tiempo critico correspondiente para quitar la falla se llama tiempo critico de libramiento, t_{cr} . Así, t_{cr} es el tiempo máximo que ocurre desde el inicio de la falla hasta su aislamiento, de manera que el sistema de potencia sea *transitoriamente estable*.

De la Figura 1.15 es posible determinar que:

$$\delta_{m\acute{a}x} = \pi - \delta_0 \quad (\text{Ecuación 1.72})$$

La potencia mecánica de entrada en el instante que ocurre la falla es

$$P_m = P_{m\acute{a}x} \text{sen}(\delta_0) \quad (\text{Ecuación 1.73})$$

El área A_1 será:

$$A_1 = \int_{\delta_0}^{\delta_{cr}} (P_m - P_e) d\delta = P_m(\delta_{cr} - \delta_0) \quad (\text{Ecuación 1.74})$$

El área A_2 será:

$$\begin{aligned}
A_2 &= \int_{\delta_{cr}}^{\delta_{m\acute{a}x}} (P_m - P_e) d\delta = \int_{\delta_{cr}}^{\delta_{m\acute{a}x}} [P_m - P_{m\acute{a}x} \text{sen}(\delta)] d\delta && \text{(Ecuaci3n 1.75)} \\
&= P_{m\acute{a}x} [\text{cos}(\delta_{cr}) - \text{cos}(\delta_{m\acute{a}x})] + P_m (\delta_{cr} - \delta_{m\acute{a}x})
\end{aligned}$$

Por el criterio de 3reas iguales las ecuaciones 1.74 y 1.75 son iguales, as3 al manipular las ecuaciones 1.72, 1.73, 1.74 y 1.75 se puede despejar el 3ngulo de critico de libramiento:

$$\delta_{cr} = \text{cos}^{-1}[(\pi - 2\delta_0) \text{sen}(\delta_0) - \text{cos}(\delta_0)] \quad \text{(Ecuaci3n 1.76)}$$

El tiempo critico de libramiento se obtiene de la ecuaci3n 1.64b con $\delta_{cr} = \delta_c$.

$$\delta(t = t_{cr}) = \delta_{cr} = \frac{\omega_s P_m}{4H} t_{cr}^2 + \delta_0 \quad \text{(Ecuaci3n 1.77)}$$

De esta forma

$$t_{cr} = \sqrt{\frac{4H(\delta_{cr} - \delta_0)}{\omega_s P_m}} \quad \text{(Ecuaci3n 1.78)}$$

El tiempo critico de libramiento es esencial para el dise1o de los esquemas apropiados de relevadores para el libramiento de las fallas.

Si bien el criterio de 3reas iguales es muy 3til para analizar la estabilidad de un sistema de dos m3quinas o el de una m3quina y una barra infinita; el 3nico camino practico para determinar la estabilidad de un gran sistema es el uso asistido por computadora. Aun as3, pueden extraerse m3s aplicaciones antes de analizar las curvas de oscilaci3n en la soluci3n por computadora.

Para un generador que suministra potencia a una barra infinita a trav3s de dos l3neas paralelas (caso tratado en [16]), la p3rdida o apertura de una l3nea puede ocasionar que el generador salga de sincronismo, aun cuando la carga pueda seguir siendo alimentada por la otra l3nea bajo condiciones de estado estable.

Si ocurre una falla de cortocircuito trif3sico en la barra donde se conectan las dos l3neas al generador, no se puede transmitir potencia en ninguna de las l3neas, como se analiz3 anteriormente.

Sin embargo, si la falla ocurre en el punto terminal de una de las l3neas, la apertura de los interruptores en ambos extremos de la l3nea aislara la falla del resto del sistema y permitir3 que fluya potencia a trav3s de la otra l3nea en paralelo que a3n queda en servicio.

Cuando ocurre una falla trifásica en algún punto de la línea de doble circuito que sea diferente a las barras paralelas al de los extremos terminales de la línea, hay cierta impedancia entre las barras paralelas y la falla. Por lo tanto, se transmitirá cierta potencia mientras dure la falla en el sistema. Cualquiera que sea la situación, las fallas de cortocircuito que no afectan a las tres fases, permiten la transmisión de cierta potencia, puesto que pueden estar representadas por conexión de una impedancia entre el punto de falla y la barra de referencia en el circuito de impedancias de secuencia positiva, mejor que por un cortocircuito trifásico. Cuanto mayor sea la impedancia puesta en paralelo con la red de secuencia positiva para representar la falla, mayor será la potencia que podrá transmitirse durante dicha falla.

La potencia transmitida durante una falla puede calcularse después de reducir la red que representa la condición de falla a un circuito conectado en topología π entre la tensión interna y la barra infinita.

Si hay transmisión de potencia durante la falla, el criterio de áreas iguales es aplicable en la forma de la Figura 1.16, en donde:

- $P_{m\acute{a}x} \text{sen}(\delta)$: potencia transmitida antes de la falla.
- $r_1 P_{m\acute{a}x} \text{sen}(\delta)$: potencia transmitida durante la falla.
- $r_2 P_{m\acute{a}x} \text{sen}(\delta)$: potencia transmitida después de haber aislado la falla por desconexión en el instante en que $\delta = \delta_{cr}$.

Así, δ_{cr} es el valor máximo posible del ángulo del par para que ocurra el libramiento de la falla sin exceder el límite de estabilidad transitoria.

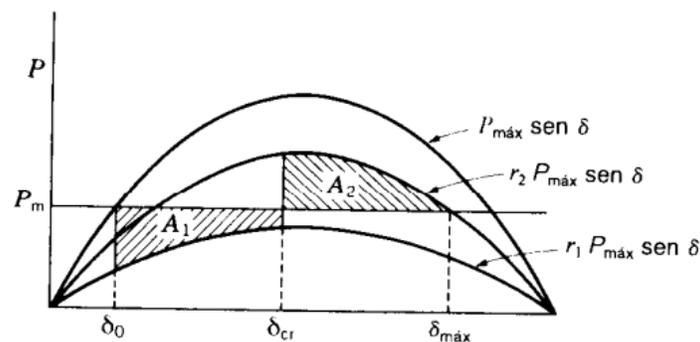


Figura 1.16 Aplicación del criterio de áreas iguales al libramiento de falla cuando se transmite potencia durante la falla. Las áreas A_1 y A_2 son iguales.

Los términos r_1 y r_2 son las razones de la máxima potencia que se puede transmitir durante y después de la falla, respectivamente, respecto de la potencia máxima transmitida antes de la falla.

Se puede apreciar a partir de la Figura 1.16, que si el libramiento ocurre a un valor de $\delta > \delta_{cr}$, el área de A_2 arriba de la línea horizontal es menor que A_1 debajo de la línea y δ crecerá más allá de $\delta_{máx}$. Así, la potencia mecánica que entra al generador es de nuevo más grande que la potencia desarrollada, la velocidad se incrementa aún más y el generador no puede entrar de nuevo en sincronismo.

La cantidad de potencia transmitida durante la falla afecta el valor de A_1 para cualquier ángulo de corte crítico. Esto es, para pequeños valores de r_1 implica mayores perturbaciones en el sistema, así como bajos valores de r_1 significa baja potencia transmitida durante la falla y un área A_1 mayor.

Analizando la Figura 1.16, se obtiene una fórmula para el ángulo crítico de libramiento:

El área A_1 será:

$$\begin{aligned} A_1 &= P_m(\delta_{cr} - \delta_0) - \int_{\delta_0}^{\delta_{cr}} r_1 P_{máx} \sin(\delta) d\delta \\ &= P_m(\delta_{cr} - \delta_0) + r_1 P_{máx} [\cos(\delta_{cr}) - \cos(\delta_0)] \end{aligned} \quad \text{(Ecuación 1.79)}$$

El área A_2 será:

$$\begin{aligned} A_2 &= \int_{\delta_{cr}}^{\delta_{máx}} r_2 P_{máx} \sin(\delta) d\delta - P_{máx}(\delta_{máx} - \delta_{cr}) \\ &= r_2 P_{máx} [\cos(\delta_{cr}) - \cos(\delta_{máx})] - P_{máx}(\delta_{máx} - \delta_{cr}) \end{aligned} \quad \text{(Ecuación 1.80)}$$

Para estabilidad $A_1=A_2$, así que se igualan las ecuaciones 1.79 y 1.80 y mediante manipulaciones algebraicas se obtiene el ángulo de crítico de libramiento:

$$\delta_{cr} = \cos^{-1} \left[\frac{\frac{P_m}{P_{máx}}(\delta_{máx} - \delta_0) + r_2 \cos(\delta_{máx}) - r_1 \cos(\delta_0)}{r_2 - r_1} \right] \quad \text{(Ecuación 1.81)}$$

Para evaluar la ecuación 1.81 se debe tener en cuenta que $P_m = P_{máx} \sin(\delta_0)$ o $P_m = r_2 P_{máx} \sin(\delta_{máx})$, con el cuidado que $\delta_0 < 90^\circ$ y $\delta_{máx} > 90^\circ$, por lo tanto, se tienen:

$$\delta_0 = \sin^{-1} \left(\frac{P_m}{P_{máx}} \right) \quad \text{(Ecuación 1.82a)}$$

$$\delta_{máx} = 180^\circ - \sin^{-1} \left(\frac{P_m}{r_2 P_{máx}} \right) \quad \text{(Ecuación 1.82b)}$$

En este caso no es posible obtener una solución en forma expresita para el tiempo crítico de libramiento por lo cual se requiere la solución de la ecuación de oscilación de δ en función del tiempo t , mediante métodos numéricos o computacionales.

1-3 Modelado matemático de sistemas de potencia para estudios de estabilidad

1-3-1 Modelado de la máquina síncrona [1], [16]

Al escoger el modelo a usar para representar la máquina síncrona la elección dependerá de la importancia de la máquina. Si un generador está muy alejado de la perturbación eléctrica que se va a analizar, solo habrá un pequeño efecto en la dinámica del sistema, lo que permite usar un modelo simplificado.

El modelo de la máquina síncrona para el análisis de estabilidad transitoria desprecia los efectos transitorios en el estator. La tensión en los terminales del estator depende de la razón de cambio del flujo magnético por sus devanados.

Algunas veces, la estabilidad transitoria se estudia con base en una primera oscilación en lugar de múltiples oscilaciones. Así, los estudios de estabilidad transitoria de primera oscilación usan un modelo de generador razonablemente simple que consiste en una tensión interna transitoria E'_i atrás de la reactancia transitoria x'_d [16].

Las ecuaciones a desarrollar para la máquina síncrona, siguen las siguientes suposiciones:

1. El devanado del estator estar distribuido de forma senoidal a lo largo del entrehierro en lo que respecta a los efectos mutuos con el rotor.
2. Las ranuras del estator no causan una variación apreciable de las inductancias del rotor con la posición del rotor.
3. La histéresis magnética es despreciable.
4. Los efectos de la saturación magnética son despreciables.

Las suposiciones 1, 2 y 3 son razonables. La justificación principal proviene de la comparación de rendimientos calculados basados en estos supuestos y rendimientos medidos reales. La última suposición se hace para conveniencia en el análisis. Si se desprecia la saturación magnética, se está obligado a tratar solo con circuitos acoplados lineales, lo que hace aplicable la superposición. Las ecuaciones de la máquina se desarrollarán primero asumiendo relaciones de flujo de corriente lineales.

La máquina síncrona se encuentra constituida de un conjunto de circuitos eléctricos acoplados entre sí, en los cuales se encuentran principalmente los del estator y del rotor, estos se muestran en las Figura 1.17 y 1.18. Una breve de los circuitos es la siguiente:

- Circuito del estator: Se compone por tres devanados separados 120° en el tiempo y el espacio, designados para las fases a , b y c . El devanado de cada fase se representa con una resistencia en serie con una reactancia inductiva, en el que se presentan las pérdidas en el cobre y la inductancia mutua entre devanados.
- Circuito del rotor: Se compone del devanado de campo principal (F), y dos devanados amortiguadores (D y Q) en cortocircuito.

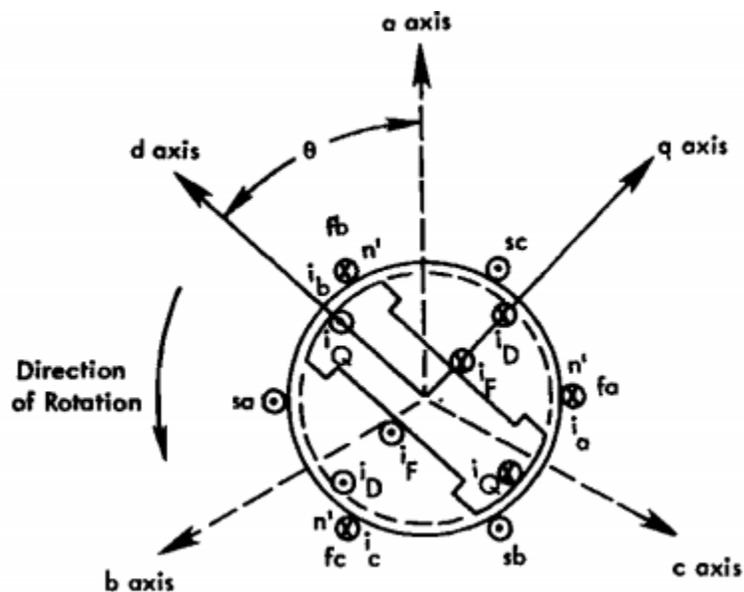


Figura 1.17 Devanados de la máquina síncrona.

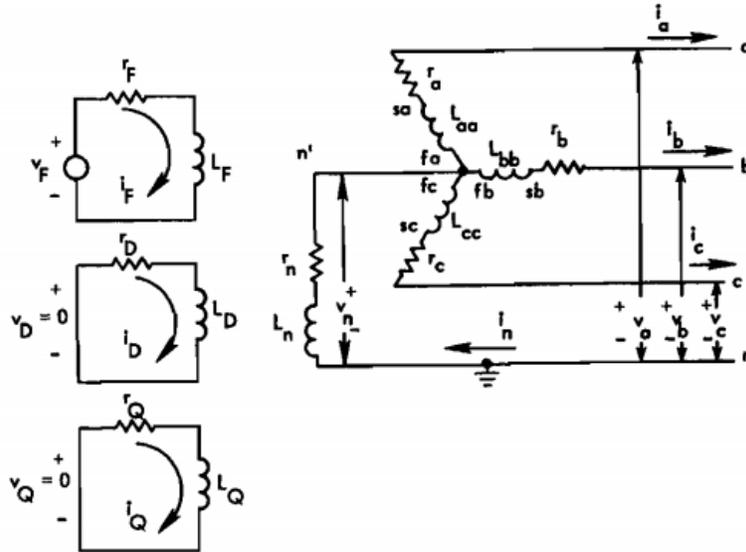


Figura 1.18 Circuitos de los devanados de la máquina síncrona.

Se usará la notación de la Tabla 1.3 para escribir las ecuaciones para los circuitos del estator y el rotor.

v_a, v_b, v_c e_a, e_b, e_c	= Tensiones instantáneas en terminales línea a neutro por fase
i_a, i_b, i_c	= Corrientes instantáneas en las fases a, b, c
v_f	= Tensión de campo
i_f, i_D, i_Q	= Corrientes de los circuitos de campo y amortiguadores D y Q.
R_f, R_D, R_Q	= Resistencias del circuito del rotor
L_{aa}, L_{bb}, L_{cc}	= Inductancias propias del devanado de estator
L_{ab}, L_{bc}, L_{ca}	= Inductancias mutuas entre devanados del estator
L_{af}, L_{aD}, L_{aQ}	= Inductancias mutuas entre devanados de estator y rotor
L_{ff}, L_D, L_Q	= Inductancias propias de los circuitos del rotor y amortiguadores D y Q.
R	= Resistencia de armadura por fase

θ	= Posición angular instantánea del rotor.
$\omega = \frac{d\theta}{dt}$	= Velocidad angular instantánea del rotor.

Tabla 1.3 Definición de variables eléctricas de la máquina síncrona.

Las expresiones para los enlaces flujos e inductancias de la máquina síncrona se presentan en el Anexo A1.

Las ecuaciones de las tensiones de estator son:

$$v_a = -Ri_a - \frac{d\lambda_a}{dt} \quad (\text{Ecuación 1.83a})$$

$$v_b = -Ri_b - \frac{d\lambda_b}{dt} \quad (\text{Ecuación 1.83b})$$

$$v_c = -Ri_c - \frac{d\lambda_c}{dt} \quad (\text{Ecuación 1.83c})$$

Las ecuaciones de tensión del circuito del rotor son:

$$v_f = R_f i_f + \frac{d\lambda_f}{dt} \quad (\text{Ecuación 1.84a})$$

$$0 = R_D i_D + \frac{d\lambda_D}{dt} \quad (\text{Ecuación 1.84b})$$

$$0 = R_Q i_Q + \frac{d\lambda_Q}{dt} \quad (\text{Ecuación 1.84c})$$

La teoría del rotor cilíndrico da buenos resultados para el análisis en estado estable; pero para el análisis transitorio se necesita un modelo de dos ejes, por lo cual, se utiliza el modelo de la máquina de polos salientes.

Las ecuaciones de la máquina de polos salientes se pueden expresar de una forma simple transformando las variables a , b y c del estator en un conjunto correspondiente de nuevas variables denominadas cantidades de eje directo, eje de cuadratura y de secuencia cero. Esto se realiza mediante un procedimiento llamado Transformación de Park, el cual se presenta en el Anexo A2.

Al realizar esta transformación de Park a las ecuaciones del estator, estas se convierten respectivamente en:

$$v_d = -Ri_d - \frac{d\lambda_d}{dt} - \lambda_q \omega \quad (\text{Ecuación 1.85a})$$

$$v_q = -Ri_q - \frac{d\lambda_q}{dt} + \lambda_d \omega \quad (\text{Ecuación 1.85b})$$

$$v_0 = -Ri_0 - \frac{d\lambda_0}{dt} \quad (\text{Ecuación 1.85c})$$

La ecuación de v_f para el devanado de campo no se somete a la transformación Park.

Ya que se requiere un modelo transitorio de la máquina síncrona de polos salientes en el Anexo A3 se desarrolló un procedimiento para obtener la reactancia síncrona de la máquina las siguientes ecuaciones:

$$L'_d = \frac{\Delta\lambda_d}{\Delta i_d} = L_d - \frac{3 M_f^2}{2 L_{ff}} \quad (\text{Ecuación 1.86a})$$

$$x'_d = \omega L'_d \quad (\text{Ecuación 1.86b})$$

1-3-2 Modelado de transformador [5]

Los transformadores son los enlaces entre los generadores y las líneas de transmisión por eso es un elemento importante ya que permite la operación de la tensión y corriente en los niveles para operación de zonas de generación, transmisión y distribución. El modelo del transformador consiste en dos o más bobinas colocadas de tal forma que están enlazadas por el mismo flujo magnético sobre un núcleo de acero al silicio, se confina el flujo magnético de tal manera que el enlace de una bobina tiene enlace en las demás bobinas que lo conforman.

El transformador de dos devanados se representa mediante un circuito equivalente (Figura 1.19). El valor de reactancia de magnetización X_{mp} se desprecia, solo se requiere para estudios en los que se analiza la saturación del transformador. Los subíndices p y s indican cantidades referidas al devanado primario y secundario respectivamente.

Del circuito equivalente y despreciando X_{mp} se tiene lo siguiente:

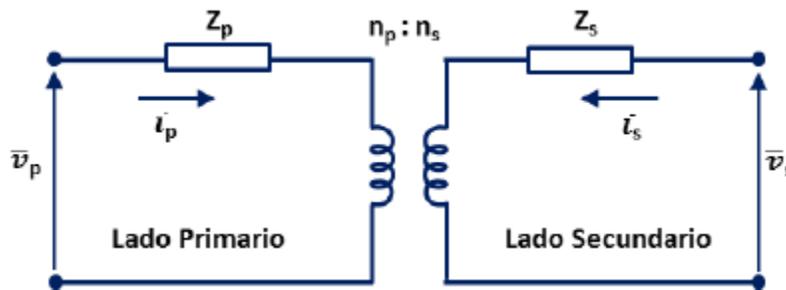


Figura 1.19 Circuito del Transformador Ideal de Dos Devanados.

Donde:

Z_p, Z_s = Impedancias de los devanados primario y secundario [Ω].

N_p, N_s = Número de vueltas de los devanados primario y secundario [Ω].

V_p, V_s = Tensiones en lado primario y secundario [V].

$$\tilde{v}_p = Z_p \tilde{i}_p + \frac{n_p}{n_s} \tilde{v}_s - \frac{n_p}{n_s} Z_s \tilde{i}_s \quad (\text{Ecuación 1.87})$$

$$\tilde{v}_s = \frac{n_s}{n_p} \tilde{v}_p - \frac{n_s}{n_p} Z_p \tilde{i}_p + Z_s \tilde{i}_s \quad (\text{Ecuación 1.88})$$

Del circuito del transformador ideal de dos devanados se puede definir:

$Z_{p0} = Z_p$ a posición nominal del tap de lado primario.

$Z_{s0} = Z_s$ a posición nominal del tap de lado primario.

n_{p0} = número nominal de vueltas del lado primario.

n_{s0} = número nominal de vueltas del lado secundario.

Expresando las ecuaciones 1.87 y 1.88 en términos de valores nominales se escribe de la siguiente forma:

$$\tilde{v}_p = \left(\frac{n_p}{n_{p0}} \right)^2 Z_{p0} \tilde{i}_p + \frac{n_p}{n_s} \tilde{v}_s - \frac{n_p}{n_s} \left(\frac{n_s}{n_{s0}} \right)^2 Z_{s0} \tilde{i}_s \quad (\text{Ecuación 1.89})$$

$$\tilde{v}_s = \frac{n_s}{n_p} \tilde{v}_p - \frac{n_s}{n_p} \left(\frac{n_p}{n_{p0}} \right)^2 Z_{p0} \tilde{i}_p + \left(\frac{n_s}{n_{s0}} \right)^2 Z_{s0} \tilde{i}_s \quad (\text{Ecuación 1.90})$$

Con el número nominal de vueltas referido a la tensión de base se expresa de la siguiente manera:

$$\frac{n_{p0}}{n_{s0}} = \frac{v_{pbase}}{v_{sbase}} \quad (\text{Ecuación 1.91})$$

$$v_{pbase} = Z_{pbase} i_{pbase} \quad (\text{Ecuación 1.92})$$

$$v_{sbase} = Z_{sbase} i_{sbase} \quad (\text{Ecuación 1.93})$$

Las ecuaciones 1.89 y 1.90 expresadas en por unidad son:

$$\bar{v}_p = (\bar{n}_p)^2 \bar{Z}_{p0} \bar{i}_p + \frac{\bar{n}_p}{\bar{n}_s} \bar{v}_s - (\bar{n}_s)^2 \frac{\bar{n}_p}{\bar{n}_s} \bar{Z}_{s0} \bar{i}_s \quad (\text{Ecuación 1.94})$$

$$\bar{v}_s = \frac{\bar{n}_s}{\bar{n}_p} \bar{v}_p - (\bar{n}_p)^2 \frac{\bar{n}_s}{\bar{n}_p} \bar{Z}_{p0} \bar{i}_p + (\bar{n}_s)^2 \bar{Z}_{s0} \bar{i}_s \quad (\text{Ecuación 1.95})$$

Donde los valores en por unidad para el número de vueltas se obtiene de las siguientes ecuaciones:

$$\bar{n}_p = \frac{n_p}{n_{p0}} \quad (\text{Ecuación 1.96})$$

$$\bar{n}_s = \frac{n_s}{n_{s0}} \quad (\text{Ecuación 1.97})$$

El circuito equivalente del transformador ideal en por unidad representa las ecuaciones 1.94 y 1.95 mostrado en la Figura 1.19 es ahora:

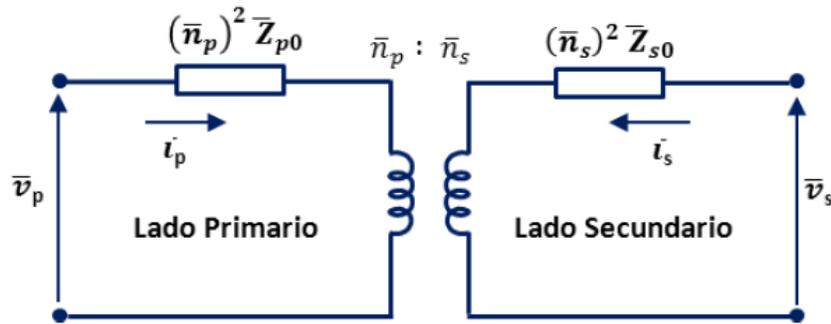


Figura 1.20 Circuito Equivalente del Transformador Ideal en valores por unidad.

El circuito equivalente (Figura 1.20) se reduce a una forma normalizada (Figura 1.21), donde la impedancia equivalente y la relación de número de vueltas está en por unidad:

$$\bar{n}_p = \frac{n_p}{n_{p0}} = \frac{n_p n_{s0}}{n_{p0} n_s} \quad (\text{Ecuación 1.98})$$

$$\bar{Z}_e = \left(\frac{n_s}{n_{s0}}\right)^2 (\bar{Z}_{p0} + \bar{Z}_{s0}) \quad (\text{Ecuación 1.99})$$

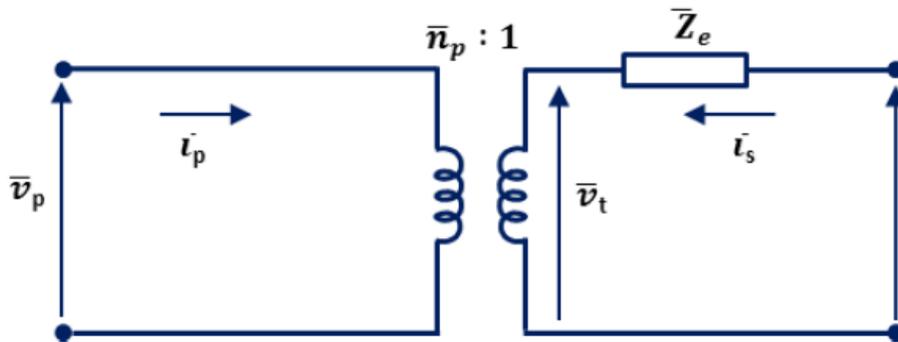


Figura 1.21 Circuito Equivalente Normalizado del Transformador de Dos Devanados.

El circuito equivalente normalizado (Figura 1.21) es usado para representar transformadores de dos devanados en flujos de potencia y estudios de estabilidad. Z_e de la ecuación 1.99 no cambia con n_p , si el tap está sobre el lado primario sólo n cambia. Si la relación de vueltas actual es igual a $\frac{n_{p0}}{n_{s0}}$ entonces $n = 1$, el transformador ideal desaparece. n representa la relación de vueltas fuera del valor nominal [18].

En el análisis de flujos de potencia no es conveniente usar la representación del transformador ideal. Se puede utilizar el circuito equivalente (Figura 1.21) para formar el circuito π (Figura 1.22). El valor de corriente final en el lado primario y en el lado secundario se obtiene por medio de las siguientes ecuaciones:

$$\bar{i}_p = (\bar{v}_p - \bar{n}\bar{v}_s) \frac{\bar{Y}_e}{\bar{n}^2} \quad (\text{Ecuación 1.100})$$

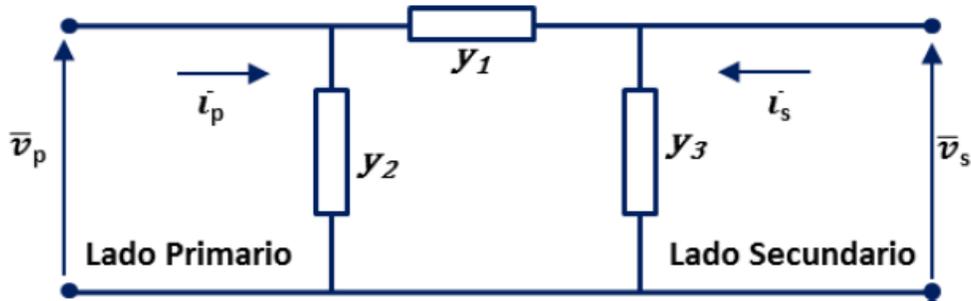


Figura 1.22 Diagrama General del Circuito π con tap fuera de su posición nominal.

El valor de corrientes finales para el diagrama general del circuito π se obtienen de la siguiente manera:

$$\bar{i}_p = \bar{y}_1(\bar{v}_p - \bar{v}_s) + \bar{y}_2\bar{v}_p \quad (\text{Ecuación 1.101})$$

$$\bar{i}_s = \bar{y}_1(\bar{v}_s - \bar{v}_p) + \bar{y}_3\bar{v}_s \quad (\text{Ecuación 1.102})$$

Las ecuaciones correspondientes en términos de admitancia para el circuito π equivalente (Figura 1.23) a partir de las ecuaciones 1.99 y 1.100 se tiene:

$$\bar{y}_1 = \frac{1}{\bar{n}}\bar{Y}_e = \bar{c}\bar{Y}_e \quad (\text{Ecuación 1.103})$$

$$\bar{y}_2 = \left(\frac{1}{\bar{n}^2} - \frac{1}{\bar{n}}\right)\bar{Y}_e = (|\bar{c}|^2 - \bar{c})\bar{Y}_e \quad (\text{Ecuación 1.104})$$

$$\bar{y}_3 = (1 - \bar{c})\bar{Y}_e \quad (\text{Ecuación 1.105})$$

Donde:

$$\bar{c} = \frac{1}{\bar{n}}$$

$$\bar{Y}_e = \frac{1}{\bar{Z}_e}$$

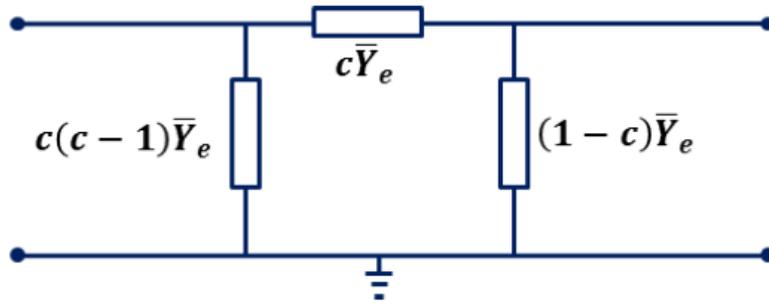


Figura 1.23 Circuito π Equivalente de un Transformador con tap fuera de su posición nominal.

1-3-3 Modelado de líneas de transmisión [16]

La potencia es transferida desde las unidades generadoras hasta las cargas por medio de líneas de transmisión. Para los estudios de estabilidad se utiliza el modelo de línea media ($80 < \text{longitud [km]} < 240$) ya que no se requiere un modelo complejo como el de la línea larga el cual puede terminar aproximándose al modelo de línea media [5].

En los cálculos de una línea de longitud media se incluye la admitancia paralela (generalmente capacitancia pura). Si se divide en dos partes iguales la admitancia paralelo total de la línea y cada una se coloca en los extremos generador y receptor, se obtiene el llamado circuito nominal π . Se hará referencia a la Figura 1.24 para desarrollar las ecuaciones. Con el fin de obtener una expresión para V_S , se observa que la corriente en la capacitancia en el extremo receptor es $V_R Y/2$ y la corriente en la rama serie es $I_R + V_R Y/2$. Entonces,

$$V_S = \left(V_R \frac{Y}{2} + I_R \right) \quad \text{(Ecuación 1.106)}$$

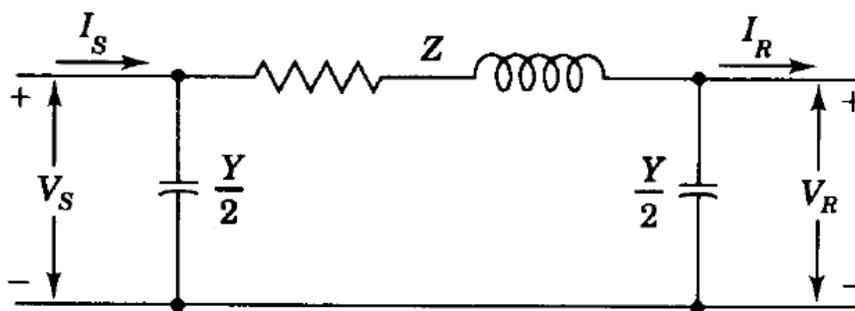


Figura 1.24 Circuito nominal π de una línea de transmisión de longitud media.

$$V_S = \left(\frac{ZY}{2} + 1 \right) V_R + Z I_R \quad \text{(Ecuación 1.107)}$$

Para encontrar I_S , se observa que la corriente en la capacitancia en derivación en el extremo generador es $V_S Y/2$, que sumada a la corriente en la rama serie da

$$I_S = V_S \frac{Y}{2} + V_R \frac{Y}{2} + I_R \quad (\text{Ecuación 1.108})$$

Al sustituir V_S , de la ecuación 1.107, en la ecuación 1.108, se obtiene

$$I_S = V_R Y \left(1 + \frac{ZY}{4}\right) + \left(\frac{ZY}{2} + 1\right) I_R \quad (\text{Ecuación 1.109})$$

Las ecuaciones 1.107 y 1.109 se pueden expresar en la forma general

$$V_S = AV_R + BI_R \quad (\text{Ecuación 1.110})$$

$$I_S = CV_R + DI_R \quad (\text{Ecuación 1.111})$$

Donde

$$A = D = \frac{ZY}{2} + 1 \quad (\text{Ecuación 1.112})$$

$$B = Z \quad C = Y \left(1 + \frac{ZY}{4}\right)$$

A las constantes ABCD se les llama algunas veces constantes generalizadas de circuito de la línea de transmisión. En general, son números complejos. A y D son adimensionales e iguales entre sí, si la línea es la misma cuando se ve desde cada terminal. Las dimensiones de B y C son los Ohm y los mhos o Siemens, respectivamente. Las constantes se aplican a cualquier red lineal, pasiva y con cuatro terminales en dos lados, y cada uno tiene un par de ellas. A tal circuito se le conoce como red de dos puertos.

Fácilmente se puede dar un significado físico a las constantes. Si en la ecuación 1.110, I_R es cero, se observa que A es la relación $\frac{V_S}{I_R}$ sin carga. De igual forma, B es la relación $\frac{V_S}{I_R}$ cuando el extremo receptor está en cortocircuito. La constante A es útil en el cálculo de la regulación. Si $V_{R,FL}$ es la tensión en el extremo receptor a plena carga para una tensión en el extremo generador V_S , se tiene (según la ecuación (6.3) de ref. [16]):

$$\text{por cierto de regulacion} = \frac{\frac{|V_S|}{|A|} - |V_{R,FL}|}{|V_{R,FL}|} \times 100 \quad (\text{Ecuación 1.113})$$

En la tabla A.6 de [16] se enlistan las constantes ABCD para varias redes y combinaciones.

1-3-4 Modelado de cargas [5]

En los estudios de estabilidad y flujo de potencia, la práctica común es representar las características de carga compuesta tal como se ven desde los puntos de entrega. Como se ilustra en la Figura 1.25, la carga agregada representada en una subestación de transmisión (barra A) generalmente incluye, además de los dispositivos de carga conectados, los efectos de los transformadores reductores de la subestación, los alimentadores de subtransmisión, los transformadores de distribución de distribución, los reguladores de tensión y los dispositivos compensadores de potencia reactiva.

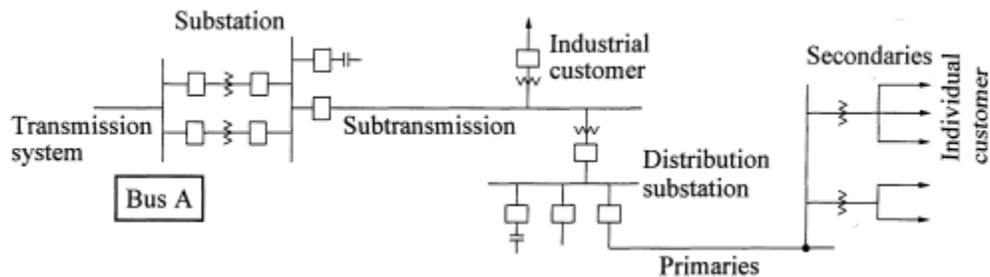


Figura 1.25 Configuración de un sistema de potencia para identificar las cargas conectadas en la barra A.

Los modelos de carga se clasifican tradicionalmente en dos categorías amplias: modelos estáticos y modelos dinámicos.

1-3-4-1 Modelo exponencial de carga estática

En este modelo de carga estática para potencia activa y potencia reactiva, se describe de forma exponencial en el que se puede incluir un término que depende de la frecuencia. El modelo estático describe las características de las cargas en cualquier instante de tiempo como una función algebraica de magnitud de tensión y frecuencia en ese mismo instante de tiempo. La característica de dependencia de tensión de la carga se puede expresar de forma exponencial:

$$P = P_0(\bar{V})^a \quad \text{(Ecuación 1.114a)}$$

$$Q = Q_0(\bar{V})^b \quad \text{(Ecuación 1.114b)}$$

$$\bar{V} = \frac{V}{V_0} \quad \text{(Ecuación 1.114c)}$$

Donde P y Q son los componentes de potencia activa y potencia reactiva de las cargas, V es la tensión en el nodo de la carga. El subíndice cero en las variables indica las condiciones iniciales de operación. Los exponentes a y b pueden tener valores 0, 1 y 2 y representan potencia constante, corriente

constante e impedancia constante. Para sistemas con cargas compuestas el exponente a esta entre valores de 0.5 y 1.8, el exponente b varia como una función no lineal de la tensión y tiene valores entre 1.5 y 6.

1-3-4-2 Modelo ZIP de carga estática

Este modelo surge de una modificación al modelo exponencial, en el cual se representa a las cargas en forma dependiente de la tensión. Para una carga con impedancia constante en el que la dependencia de potencia con la tensión es de forma cuadrática, para corriente constante es de forma lineal y para potencia constante es independiente de la tensión. El modelo ZIP se define a partir de una expresión polinomial que se conforma por componentes de impedancia constante (Z), corriente constante (I) y potencia constante (P):

$$P = P_0[p_1\bar{V}^2 + p_2\bar{V} + p_3] \quad \text{(Ecuación 1.115a)}$$

$$Q = Q_0[q_1\bar{V}^2 + q_2\bar{V} + q_3] \quad \text{(Ecuación 1.115b)}$$

Los parámetros de esta modelo son los coeficientes p1 a p3 y q1 a q3, que definen la proporción de cada componente.

La dependencia de la frecuencia de las características de la carga se representa multiplicando el modelo exponencial o el modelo ZIP por un factor:

$$P = P_0(\bar{V})^a(1 + K_{pf}\Delta f) \quad \text{(Ecuación 1.116a)}$$

$$Q = Q_0(\bar{V})^b(1 + K_{qf}\Delta f) \quad \text{(Ecuación 1.116b)}$$

O

$$P = P_0[p_1\bar{V}^2 + p_2\bar{V} + p_3](1 + K_{pf}\Delta f) \quad \text{(Ecuación 1.117a)}$$

$$Q = Q_0[q_1\bar{V}^2 + q_2\bar{V} + q_3](1 + K_{qf}\Delta f) \quad \text{(Ecuación 1.117b)}$$

Donde Δf es la desviación de la frecuencia ($f - f_s$). Típicamente, K_{pf} varia en el rango de 0 a 3.0, y K_{qf} varia en el rango de -2.0 a 0.

1-4 Modelo Clásico para estudios de estabilidad en sistemas de potencia multimáquina [1]

Las mismas suposiciones utilizadas para un sistema de una máquina conectada a una barra infinita a menudo se consideran válidas para un sistema multimáquina:

- 1- La entrada de potencia mecánica es constante.
- 2- El amortiguamiento o potencia asíncrona es insignificante.

- 3- El modelo de reactancia transitoria de tensión constante para las máquinas síncronas es válido.
- 4- El ángulo del rotor mecánico de una máquina coincide con el ángulo de la tensión detrás de la reactancia transitoria.
- 5- Las cargas están representadas por impedancias pasivas.

Este modelo es útil para el análisis de estabilidad, pero se limita al estudio de los transitorios solo para la *primera oscilación* o para períodos del orden de un segundo.

La suposición 2 se mejora un poco suponiendo una característica de amortiguamiento lineal. Un par de amortiguamiento (o potencia), $D\omega$ se agrega frecuentemente al par de inercia (o potencia) en la ecuación de oscilación. El coeficiente de amortiguación D incluye los diversos componentes del par de amortiguación, tanto mecánicos como eléctricos. Los valores del coeficiente de amortiguación que se usa generalmente en los estudios de estabilidad están en el rango de 1-3 pu. Esto representa la amortiguación de la turbina, la amortiguación eléctrica del generador y el efecto de amortiguación de las cargas eléctricas. Sin embargo, los coeficientes de amortiguación mucho más grandes, hasta 25 pu, se reportan en la literatura debido a la amortiguación del generador solo.

La suposición 5, que sugiere la representación de la carga por una impedancia constante, se hace por conveniencia en muchos estudios clásicos. Las cargas tienen su propio comportamiento dinámico, que generalmente no se conoce con precisión y varía de impedancia constante a MVA constante. Este es un tema de considerable especulación, el principal punto de acuerdo es que la impedancia constante es una representación inadecuada. La representación de carga puede tener un efecto marcado en los resultados de estabilidad.

La red eléctrica obtenida para un sistema de n máquinas es como se muestra en la Figura 1.26. El nodo 0 es el nodo de referencia (neutral). Los nodos $1, 2, \dots, n$ son las barras internas de la máquina, o las barras a los que se aplican las tensiones detrás de las reactancias transitorias. Las impedancias pasivas conectan los distintos nodos y conectan los nodos a la referencia en las barras de carga. Como en el sistema de una sola máquina, los valores iniciales de $\bar{E}_1, \bar{E}_2, \dots, \bar{E}_n$ se determinan a partir de las condiciones *previas al transitorio*. Por lo tanto, se necesita un estudio de flujo de carga para condiciones previas al transitorio.

Se debe analizar el comportamiento del ángulo del par de las máquinas respecto a un marco de referencia angular previamente establecido. Como referencia se emplea un generador con alguna de las siguientes condiciones:

- El que esté más alejado del punto donde ocurre la perturbación. Será el menos afectado por la perturbación.
- El que posee la mayor constante de inercia H . Sus cambios de velocidad son menores.
- El que posee la menor demanda de carga. Tendrá un menor ángulo de potencia inicial.

En los análisis de estabilidad en sistemas multimáquina, lo importante es observar el desempeño del ángulo del par de cada máquina con respecto a la referencia; de modo, que, si un generador es inestable, se considera que todo el sistema es inestable. Si se analiza cada curva de oscilación sin ninguna referencia, se debe observar que, si el ángulo de cualquier máquina crece de forma no acotada, la máquina resulta inestable y en consecuencia el sistema es inestable.

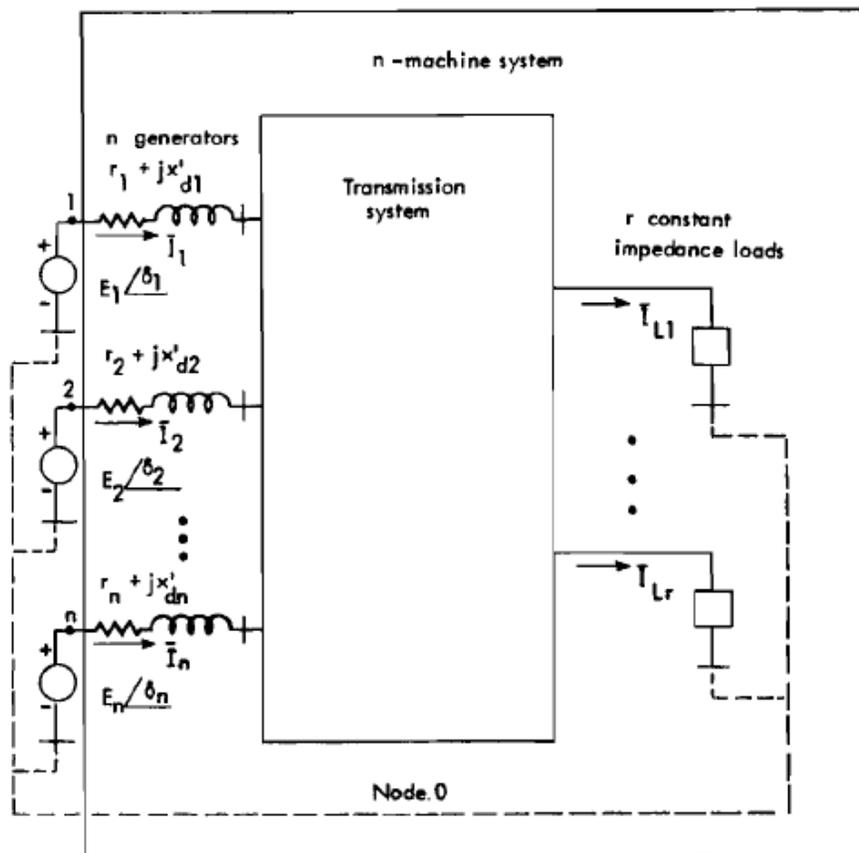


Figura 1.26 Representación de un sistema multimáquina (modelo clásico).

Las magnitudes $E_i, i = 1, 2, \dots, n$ se mantienen constantes durante la transición en los estudios de estabilidad clásicos. La red eléctrica pasiva descrita anteriormente tiene n nodos con fuentes activas. La matriz de admitancia de la red de n -puertos, que examina la red desde los terminales de los generadores, se define por:

$$\bar{I} = \bar{Y}\bar{E} \quad (\text{Ecuación 1.118})$$

donde \bar{Y} tiene los elementos diagonales \bar{Y}_{ii} y los elementos fuera de la diagonal \bar{Y}_{ij} . Por definición,

$$\bar{Y}_{ii} = Y_{ii} \angle \theta_{ii} = G_{ii} + jB_{ii} \text{ Admitancia del punto de conexión para el nodo } i$$

$$\bar{Y}_{ij} = Y_{ij} \angle \theta_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} \text{ Negativo de la admitancia de transferencia entre los nodos } i \text{ y } j$$

$$\bar{Y}_{ii} = Y_{ii} \angle \theta_{ii} = G_{ii} + jB_{ii} \quad (\text{Ecuación 1.119a})$$

$$\bar{Y}_{ij} = Y_{ij} \angle \theta_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} \quad (\text{Ecuación 1.119b})$$

La potencia en la red en el nodo i , que es la salida de potencia eléctrica de la máquina i ,

$$\text{Viene dada por } P_i = \text{Re}[\bar{E}_i \bar{I}_i^*]$$

$$P_{ei} = E^2_i G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n E_i E_j Y_{ij} \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad i = 1, 2, 3, \dots, n \quad (\text{Ecuación 1.120})$$

O descomponiendo la ecuación 1.120, se tiene:

$$P_{ei} = E^2_i G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n E_i E_j [B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) + G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)] \quad i = 1, 2, 3, \dots, n \quad (\text{Ecuación 1.121})$$

Las ecuaciones de movimiento son dadas por:

$$\frac{2H_i}{\omega_s} \frac{d\omega_i}{dt} + D_i \omega_i = P_{mi} - \left[E^2_i G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n E_i E_j Y_{ij} \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \right] \quad (\text{Ecuación 1.122a})$$

$$\frac{d\delta_i}{dt} = \omega_i - \omega_s \quad i = 1, 2, 3, \dots, n \quad (\text{Ecuación 1.122b})$$

Cabe señalar que antes de la perturbación ($t = 0^-$), $P_{mi}^0 = P_{ei}^0$.

$$P_{mi}^0 = E_i^2 G_{ii}^0 + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n E_i E_j Y_{ij}^0 \cos(\theta_{ij}^0 - \delta_i^0 + \delta_j^0) \quad (\text{Ecuación 1.123})$$

El supra índice 0 se usa para indicar las condiciones previas al transitorio. Esto se aplica a todos los ángulos del rotor de la máquina y también a los parámetros de la red, ya que la red cambia debido a la conmutación durante la falla. El conjunto de ecuaciones 1.122 es un conjunto de ecuaciones diferenciales no lineales de segundo orden no acopladas en n . Estos se pueden escribir en la forma:

$$\dot{x} = f(x, x_0, t) \quad (\text{Ecuación 1.124})$$

donde x es un vector de dimensión $(2n \times 1)$, también se tiene

$$x' = (\omega_1, \delta_1, \omega_2, \delta_2, \dots, \omega_n, \delta_n) \quad (\text{Ecuación 1.125})$$

y f es un conjunto de funciones no lineales de los elementos del vector de estado x .

El modelo clásico de una máquina síncrona se puede usar para estudiar la estabilidad de un sistema de potencia durante un período de tiempo durante el cual la respuesta dinámica del sistema depende en gran medida de la energía cinética almacenada en las masas en rotación. Para muchos sistemas de potencia, este tiempo es del orden de un segundo o menos. El modelo clásico es el modelo más simple utilizado en estudios de dinámica de sistemas de potencia y requiere una cantidad mínima de datos; por lo tanto, tales estudios pueden llevarse a cabo en un tiempo relativamente corto y a un costo mínimo. Además, estos estudios pueden proporcionar información útil. Por ejemplo, pueden usarse como estudios preliminares para identificar áreas problemáticas que requieren un estudio más detallado con modelos más detallados. Por lo tanto, una gran cantidad de casos para los cuales el sistema exhibe una respuesta dinámica definitivamente estable a las perturbaciones en estudio se eliminan de una mayor consideración.

En el estudio de estabilidad transitoria, se necesitan los siguientes datos:

1. Un estudio del flujo de potencia de la red, previo al transitorio para determinar la potencia mecánica P_m de los generadores y calcular el valor de $E_i \angle \delta_{i0}$ para todos los generadores. Las impedancias equivalentes de las cargas son obtenidas de los datos de las cargas en las barras.
2. Datos del sistema:
 - a. Las constantes de inercia H y las reactancias transitorias de eje directo x'_d para todos los generadores.

- b. Las impedancias de la red de transmisión para las condiciones iniciales de la red y los siguientes cambios, como la libración de fallas y el recierre de interruptores.
- 3. El tiempo y ubicación de la perturbación, el tiempo de los cambios y el tiempo máximo durante el cual se debe obtener una solución.

Para preparar los datos del sistema para un estudio de estabilidad, se realizan los siguientes cálculos preliminares:

1. Todos los datos del sistema son convertidos a una base común de potencia.
2. Las cargas son convertidas a admitancias e impedancias equivalentes. Los datos necesarios para este paso se obtienen del estudio de flujo de carga. Así, si una determinada barra de carga tiene una tensión \bar{V}_L , potencia activa P_L , potencia reactiva Q_L , y una corriente \bar{I}_L fluyendo en una admitancia $\bar{Y}_L = G_L + jB_L$, entonces

$$P_L + jQ_L = \bar{V}_L \bar{I}_L^* = \bar{V}_L [\bar{V}_L^* (G_L - jB_L)] = V_L^2 (G_L - jB_L) \quad (\text{Ecuación 1.126})$$

La admitancia en derivación equivalente en esa barra está dada por:

$$\bar{Y}_L = \frac{P_L}{V_L^2} - j \frac{Q_L}{V_L^2} \quad (\text{Ecuación 1.127})$$

3. La tensión interna de los generadores $E_i \angle \delta_{i0}$ son calculadas a partir de los datos del flujo de potencia. Estos ángulos internos se pueden calcular a partir de las tensiones terminales previas al transitorio, $V \angle \alpha$, de la siguiente manera. Momentáneamente se deja la tensión terminal como la referencia, como se muestra en la Figura 1.27.

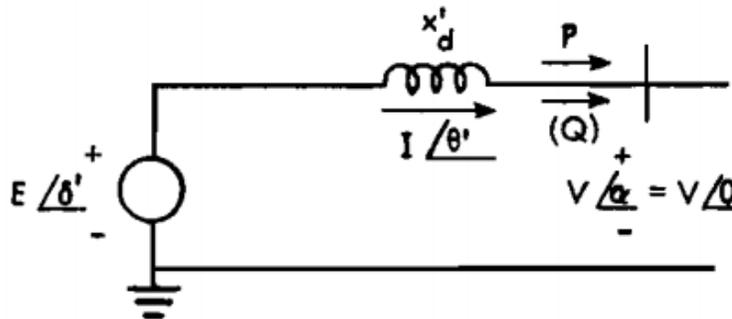


Figura 1.27 Circuito del generador para calcular δ_0 .

Se define $\bar{I} = I_1 + jI_2$, entonces de la relación $P + jQ = \bar{V} \bar{I}^*$ se hace $I_1 + jI_2 = (P - jQ)/V$. Pero ya que $E \angle \delta' = \bar{V} + jx'_d \bar{I}$, se calcula así

$$E \angle \delta' = \left(V + \frac{Qx'_d}{V} \right) + j \frac{Px'_d}{V} \quad (\text{Ecuación 1.128})$$

El ángulo inicial del generador se obtiene luego agregando el ángulo de la tensión previa al transitorio α a δ' , o

$$\delta_0 = \delta' + \alpha \quad (\text{Ecuación 1.129})$$

4. La matriz \bar{Y} es calculada para cada condición de la red (previo a la falla, durante la falla, y posterior al libramiento de la falla). Los siguientes pasos son generalmente necesarios:
 - a. Las impedancias (o admitancias) de carga equivalentes están conectadas entre las barras de carga y el nodo de referencia (Nota: las susceptancias en derivación de las líneas son agregadas a la de las cargas); se proporcionan nodos adicionales para las tensiones internas de los generadores (nodos 1, 2, ..., n en la Figura 1.26) y los valores apropiados de x'_d están conectados entre estos nodos y los nodos terminales del generador (Nota: Para cada generador, la reactancia del transformador se agrega al generador x'_d). Además, la simulación de la impedancia de falla se agrega según sea necesario, y la matriz de admitancia se determina para cada condición de conmutación.
 - b. Todos los elementos de impedancia se convierten en admitancias.
 - c. Los elementos de la matriz \bar{Y} son identificados como sigue: \bar{Y}_{ii} es la suma de todas las admitancias conectadas al nodo i , e \bar{Y}_{ij} es el negativo de las admitancias entre el nodo i y el nodo j .
5. Finalmente, se eliminan todos los nodos excepto los nodos de las tensiones internas de los generadores y se obtiene la matriz \bar{Y} para la red reducida. La reducción se puede lograr mediante la operación de la matriz si observamos que todos los nodos tienen cero corrientes de inyección, excepto los nodos internos del generador. Esta propiedad se utiliza para obtener la reducción de la red como se muestra a continuación, esto se conoce como *Eliminación de nodos por algebra matricial* [17], [1].

Sea, la expresión de nodos normalizada por:

$$[\bar{I}] = [\bar{Y}][\bar{V}] \quad (\text{Ecuación 1.130})$$

Donde $[\bar{I}]$ y $[\bar{V}]$ son matrices columna, e $[\bar{Y}]$ es una matriz cuadrada simétrica. Las matrices de columna se parten de forma que los elementos asociados con los nodos que se han de eliminar, queden separados de los otros elementos, estando en las filas inferiores de las matrices. La matriz

de admitancia se parte de forma que los elementos relacionados solamente con nodos que se han de eliminar, queden separados de los otros elementos por medio de subdivisiones matriciales.

Así la ecuación anterior se expresa como sigue:

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_n \\ \bar{I}_r \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{nn} & \bar{Y}_{nr} \\ \bar{Y}_{rn} & \bar{Y}_{rr} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{V}_n \\ \bar{V}_r \end{bmatrix} \quad (\text{Ecuación 1.131})$$

Donde el subíndice n es usado para indicar los nodos de generadores y el subíndice r es usado para los nodos restantes. En la Tabla 1.4 se describe cada uno de los elementos de la ecuación 131.

\bar{I}_r	Submatriz de corrientes que salen de los nodos a eliminar. Todos sus elementos son cero para poder eliminar los nodos.
\bar{V}_r	Submatriz de tensiones en los nodos a eliminar.
\bar{Y}_{nn}	Submatriz de admitancias propias y mutuas relacionada con los nodos que se van a conservar.
\bar{Y}_{rr}	Submatriz de admitancias propias y mutuas relacionada con los nodos a eliminar.
\bar{Y}_{nr}	Submatriz formada por las admitancias mutuas comunes a un nodo que se va a conservar y otro que se vaya a eliminar.
\bar{Y}_{rn}	Transpuesta de la submatriz \bar{Y}_{nr} .

Tabla 1.4 Elementos de la ecuación 131 correspondientes al desacoplamiento de la ecuación de nodos de un sistema de potencia para eliminación de nodos.

Así, para la red de la Figura 1.26, \bar{V}_n tiene la dimensión $(n \times 1)$ y \bar{V}_r tiene la dimensión $(r \times 1)$.

Expendiendo la ecuación anterior se tiene:

$$\bar{I}_n = \bar{Y}_{nn}\bar{V}_n + \bar{Y}_{nr}\bar{V}_r \quad (\text{Ecuación 1.132a})$$

$$0 = \bar{Y}_{rn}\bar{V}_n + \bar{Y}_{rr}\bar{V}_r \quad (\text{Ecuación 1.132b})$$

Eliminando \bar{V}_r :

$$\bar{I}_n = (\bar{Y}_{nn} + \bar{Y}_{nr}\bar{Y}_{rr}^{-1}\bar{Y}_{rn})\bar{V}_n \quad (\text{Ecuación 1.133})$$

De donde:

$$\bar{Y}_{redu} = \frac{\bar{I}_n}{\bar{V}_n} = \bar{Y}_{nn} + \bar{Y}_{nr} \bar{Y}_{rr}^{-1} \bar{Y}_{rn} \quad (\text{Ecuación 1.134})$$

La matriz resultante \bar{Y}_{redu} es la matriz de admitancias reducida de \bar{Y} que se deseaba obtener.

La reducción de red ilustrada por las ecuaciones 1.130 a 1.132, es una técnica analítica conveniente que se puede usar solo cuando las cargas se tratan como impedancias constantes. Si las cargas no se consideran impedancias constantes, se debe conservar la identidad de las barras de carga. La reducción de la red se puede aplicar solo a aquellos nodos que tienen corriente de inyección cero.

6. Utilizar las ecuaciones 1.122 para plantear un sistema no lineal para las variables δ_i , para todas las i unidades generadoras, las cuales se deben resolver mediante métodos de integración numérica.

**CAPÍTULO 2. MÉTODOS NUMÉRICOS
COMPUTACIONALES COMO HERRAMIENTA PARA EL
DESARROLLO DE PROBLEMAS DE ESTABILIDAD
TRANSITORIA**

2.1 Métodos numéricos a desarrollar

En la mayoría de los sistemas de potencia prácticos, después de haber realizado el agrupamiento de máquinas, todavía hay más de dos máquinas que deben considerarse desde el punto de vista de la estabilidad del sistema. Incluso en el caso de una sola máquina conectada a una barra infinita, el tiempo crítico de libramiento no se puede obtener del criterio de área igual y se tiene que hacer este cálculo numéricamente a través de la ecuación de oscilación.

El análisis de estabilidad transitoria requiere la solución de un sistema de ecuaciones diferenciales no lineales acopladas. En general, no existe una solución analítica de estas ecuaciones. Sin embargo, hay técnicas disponibles para obtener una solución aproximada de tales ecuaciones diferenciales mediante métodos numéricos y, por lo tanto, se debe recurrir a técnicas de cálculo numérico comúnmente conocidas como simulación digital. Algunas de las técnicas numéricas utilizadas comúnmente para la solución de la ecuación de oscilación son.

1. Método punto a punto.
2. Método de Euler Modificado.
3. Método de Runge-Kutta.

El método de punto a punto, se puede considerar como convencional y aproximado, aunque se encuentra altamente probado y comprobado; mientras los métodos de Euler Modificado y Runge-Kutta son más sofisticados.

2-2 Método punto a punto

La solución de $\delta(t)$, se puede obtener a través de establecer intervalos discretos de tiempo con una separación uniforme entre intervalos de Δt . Sin embargo, la potencia de aceleración y el cambio de velocidad son funciones continuas en el tiempo, por lo cual, se necesitan discretizar mediante las siguientes suposiciones [19]:

1. La potencia de aceleración, P_a calculada al inicio de un intervalo se supone que permanece constante desde la mitad del intervalo anterior hasta la mitad del intervalo considerado. Esto se muestra en la Figura 2.1a.
2. La velocidad angular del rotor $\omega = \frac{d\delta}{dt}$ (mayor y sobre la velocidad síncrona ω_s) se supone constante a lo largo de cualquier intervalo, en el valor calculado para la mitad del intervalo como muestra la Figura 2.1b.

En la Figura 2.1, la numeración en el eje $t/\Delta t$ se refiere al final de los intervalos. Al final del $(n-1)$ -ésimo intervalo, la potencia de aceleración es

$$P_{a(n-1)} = P_m - P_{max} \text{sen}(\delta_{n-1}) \quad (\text{Ecuación 2.1})$$

Donde δ_{n-1} se ha calculado previamente. El cambio de velocidad ($\omega = d\delta/dt$), causado por la $P_{a(n-1)}$ supuesta constante durante Δt desde $(n - 3/2)$ hasta $(n - 1/2)$ es

$$\omega_{(n-\frac{1}{2})} - \omega_{(n-\frac{3}{2})} = \left(\frac{\Delta t}{M}\right) P_{a(n-1)} \quad (\text{Ecuación 2.2})$$

El cambio en δ durante el $(n-1)$ -ésimo intervalo es

$$\Delta\delta_{(n-1)} = \delta_{(n-1)} - \delta_{(n-2)} = \Delta t \omega_{(n-\frac{3}{2})} \quad (\text{Ecuación 2.3a})$$

Y durante el n -ésimo intervalo es

$$\Delta\delta_n = \delta_n - \delta_{(n-1)} = \Delta t \omega_{(n-\frac{1}{2})} \quad (\text{Ecuación 2.3b})$$

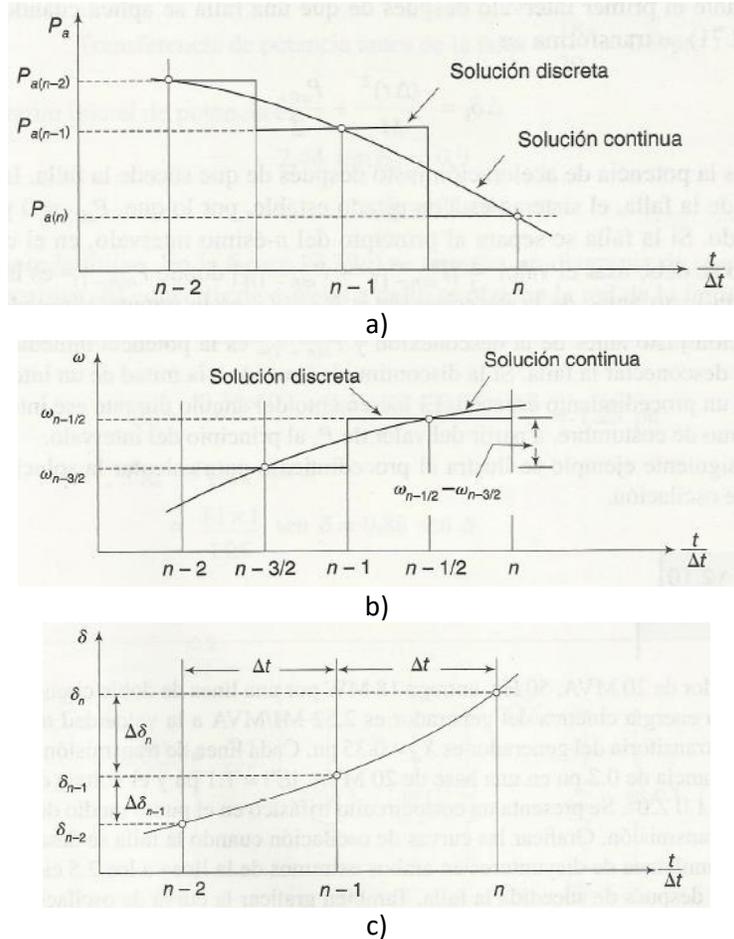


Figura 2.1 Solución punto por punto de la ecuación de oscilación: a) Cambio de la potencia de aceleración en intervalos constantes, b) cambio de la velocidad relativa del rotor en intervalos constantes, c) curva suave del ángulo del par contra el tiempo [19].

Al restar la ecuación 2.3a de la ecuación 2.3b y junto con la ecuación 2.2, se obtiene

$$\Delta\delta_n = \Delta\delta_{(n-1)} + \frac{\pi f}{H} (\Delta t)^2 P_{a(n-1)} \quad (\text{Ecuación 2.4})$$

De acuerdo con esto se puede escribir que

$$\delta_n = \delta_{(n-1)} + \Delta\delta_n \quad (\text{Ecuación 2.5})$$

Ahora se repite el proceso de cálculo para obtener $P_{a(n)}$, $\Delta\delta_{n+1}$ y δ_{n+1} . La solución de tiempo en forma discreta se obtiene así durante el intervalo de tiempo deseado, que por lo común es de 0.5 s. La forma continua de la solución se obtiene al trazar una curva suave que pase por los valores discretos como se muestra en la Figura 2.1c. Se puede lograr una mayor exactitud en la solución si la duración de los intervalos de tiempo se reduce.

La ocurrencia o eliminación de una falla o la iniciación de cualquier evento de conmutación causa una discontinuidad en la potencia de aceleración P_a . Si se presenta esa discontinuidad al principio de un intervalo, entonces se debe usar el promedio de los valores de P_a antes y después de la discontinuidad. Así, al calcular el incremento de ángulo que hay durante el primer intervalo después de que una falla se aplica cuando $t = 0$, la ecuación 2.4 se transforma en:

$$\Delta\delta_1 = \frac{\pi f}{H} (\Delta t)^2 \times \frac{P_{a0+}}{2} \quad (\text{Ecuación 2.6})$$

Donde P_{a0+} es la potencia de aceleración justo después de que sucede la falla. Inmediatamente antes de la falla, el sistema está en estado estable, por lo que $P_{a0-} = 0$ y δ_0 es un valor conocido. Si la falla se separa al principio del n -ésimo intervalo, en el cálculo de este intervalo se debe usar el valor $\frac{1}{2} [P_{a(n-1)-} + P_{a(n-1)+}]$ donde $P_{a(n-1)-}$ es la potencia de aceleración justo antes de la desconexión y $P_{a(n-1)+}$ es la potencia inmediatamente después de desconectar la falla. Si la discontinuidad sucede a la mitad de un intervalo no se necesita un procedimiento especial. El incremento del ángulo durante ese intervalo se calcula, como de costumbre, a partir del valor P_a al principio del intervalo [16].

El algoritmo de punto a punto aplicado al problema de estabilidad transitoria es como sigue [19]:

1. Antes de la perturbación, realizar un estudio de flujo de potencia, con tensiones y potencias especificadas. Se necesita calcular $[\bar{Y}_{barras}]$ previo a la falla.
2. Calcular las tensiones internas transitorias de los generadores \bar{E}_i^0 , mediante las ecuaciones 1.128 y 1.129, aplicables al circuito de la Figura 1.27. De esta forma se fijan las magnitudes de las tensiones internas y los ángulos internos de los rotores. De forma alternativa se puede usar la expresión $\bar{E}_i^0 = \bar{V}_i^0 + jx'_{di}\bar{I}_i^0$ para calcular las tensiones internas transitorias previo a la perturbación, recordando que \bar{V}_1^0 es la tensión de referencia del sistema. Con esto se tendrán los valores de δ_i^0 y por ser estado estable, $\omega_{ri}^0 = 0$. Utilizando la $[\bar{Y}_{barras}]$ previo a la falla se calcula potencia mecánica de entrada a los generadores.
3. Calcular $[\bar{Y}_{barras}]$, durante la falla y después de la falla.
4. Calcular los valores de $k = \frac{\pi f}{H} (\Delta t)^2$ para todos los generadores.
5. Colocar la cuenta de tiempo en $n = 1$.
6. Calcular potencia promedio inicial $P_{prom} = \frac{P_{a,0+}}{2}$ para todos los generadores.
7. La variación angular previo a la falla es cero, con la formula $\Delta\delta_{(n-1)} = 0$.
8. Con los valores de k y P_{prom} , se calcula la primera variación angular $\Delta\delta_n = \Delta\delta_{n-1} + kP_{prom}$.
9. Calcular el primer valor del ángulo del par durante la falla.
10. Incrementar la cuenta de tiempo $n = n + 1$.
11. Calcular la potencia de aceleración para el nuevo intervalo con la $[\bar{Y}_{barras}]$ apropiada.

12. Con los valores de k y $P_{a(n-1)}$, se calcula la n -ésima variación angular $\Delta\delta_n = \Delta\delta_{n-1} + kP_{a(n-1)}$.
13. Calcular el n -ésimo valor del ángulo del par.
14. Regresar al paso 10 y repetir procedimiento.
15. Cuando el tiempo de análisis ha sobrepasado al tiempo de liberación de falla, cambiar la ecuación de oscilación. Para después de liberación de falla.

NOTA: Si la falla se separa al principio del n -ésimo intervalo, en el cálculo de este intervalo se debe usar el valor $\frac{1}{2}[P_{a(n-1)-} + P_{a(n-1)+}]$ donde $P_{a(n-1)-}$ es la potencia de aceleración justo antes de la desconexión y $P_{a(n-1)+}$ es la potencia inmediatamente después de desconectar la falla. Si la discontinuidad sucede a la mitad de un intervalo no se necesita un procedimiento especial [16].

16. Repetir el algoritmo del paso 10 al paso 15 hasta que el tiempo que se halla provisto para graficar.

2-3 Método de Euler Modificado

2-3-1 Formulación del problema de valor inicial

La ecuación diferencial ordinaria (EDO) general de primer orden es

$$\frac{dy}{dx} = f(x, y) \quad (\text{Ecuación 2.7})$$

Su solución general debe contener una constante arbitraria c , de tal modo que la solución general de la ecuación 2.7 es:

$$F(x, y, c) = 0 \quad (\text{Ecuación 2.8})$$

La ecuación 2.8 representa una familia de curvas en el plano x - y obtenidas cada una de ellas para un valor particular de c , como se muestra en la Figura 2.2.

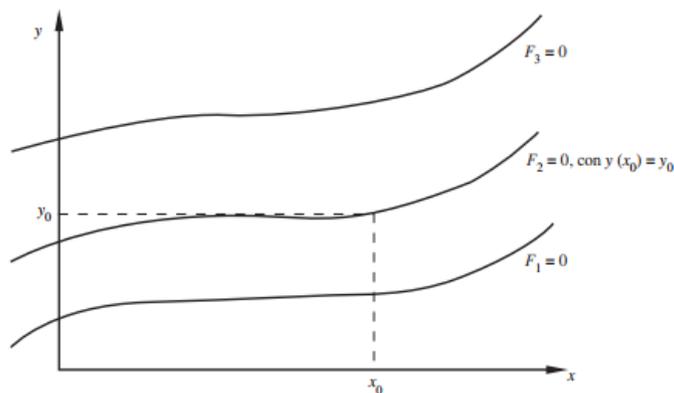


Figura 2.2 Representación gráfica de la solución general de la ecuación 2.8 [20].

Cada una de estas curvas corresponde a una solución particular de la EDO, y analíticamente dichas constantes se obtienen exigiendo que la solución de esa ecuación pase por algún punto (x_0, y_0) ; esto es, que:

$$y(x_0) = y_0 \quad (\text{Ecuación 2.9})$$

Lo cual significa que la variable dependiente y vale y_0 cuando la variable independiente x vale x_0 .

Regularmente se utilizan técnicas analíticas para la resolución de ecuaciones diferenciales del tipo a la presentada en la ecuación 2.7 o mejor aún, a problemas de valor inicial, como la ecuación 2.6 y la condición de la ecuación 2.8, simultáneamente. En la práctica, la mayoría de las ecuaciones diferenciales no pueden resolverse utilizando estas técnicas, por lo general se debe recurrir a métodos numéricos [20].

Cuando se usan métodos numéricos es imposible encontrar soluciones de la forma $F(x, y, c) = 0$, ya que estos trabajan con números y dan por resultado números. Sin embargo, el propósito usual de encontrar una solución es determinar valores y (números) correspondientes a valores específicos de x , lo cual es factible con los mencionados métodos numéricos sin tener que encontrar $F(x, y, c) = 0$ [20].

El problema de valor inicial (PVI) por resolver numéricamente queda formulado como sigue:

1. Una ecuación diferencial de primer orden (del tipo a la ecuación 2.7).
2. El valor de y en un punto conocido x_0 (condición inicial).
3. El valor x_f donde se quiere conocer el valor de $y(x_f)$.

En forma matemática:

$$PVI \begin{cases} \frac{dy}{dx} = f(x, y) \\ y(x_0) = y_0 \\ y(x_f) = ? \end{cases} \quad (\text{Ecuación 2.10})$$

Una vez formulado el PVI es posible resolverlo por una serie de técnicas numéricas.

2-3-2 Métodos de Euler

El Método de Euler considera que existe un problema de valor inicial del tipo presente en la ecuación 2.10, en el cual el intervalo que va de x_0 a x_f se divide en n subintervalos de ancho h [20] [21].

$$h = \frac{x_f - x_0}{n} \quad (\text{Ecuación 2.11})$$

De esta forma se discretiza la variable x , en un conjunto o sucesión finita de $(n + 1)$ puntos discretos: $x_0, x_1, x_2, \dots, x_n$, del intervalo de interés $[x_0, x_n]$. El punto x_f continuo, ahora es el punto x_n discreto [20]. En base a lo anterior, la sucesión de puntos discretos, pueden ser generados fácilmente por:

$$x_i = x_0 + hi \quad (\text{Ecuación 2.12})$$

Siendo $i = 0, 1, 2, 3, \dots, n$.

La separación entre los puntos discretos ahora puede expresarse según:

$$h = x_{i+1} - x_i \quad (\text{Ecuación 2.13})$$

La condición inicial $y(x_0) = y_0$ representa el punto $P_0 = (x_0, y_0)$ por donde pasa la curva de solución de la ecuación 2.11, la cual por simplicidad se denotará como $F(x) = y$, en lugar de $F(x, y, c) = 0$ [21].

En el punto P_0 se puede evaluar la primera derivada de $F(x)$ en ese punto:

$$F'(x) = \left. \frac{dy}{dx} \right|_{P_0} = f(x_0, y_0) \quad (\text{Ecuación 2.14})$$

Con esta información se puede trazar una recta, aquella que pasa por P_0 y de pendiente $f(x_0, y_0)$. Esta recta aproxima a $F(x)$ en una vecindad de x_0 . Tomado la recta como reemplazo de $F(x)$ y localizándose en la recta el valor de y correspondiente a x_1 , como se muestra en la Figura 2.3, se tiene:

$$\frac{y_1 - y_0}{x_1 - x_0} = f(x_0, y_0) \quad (\text{Ecuación 2.15})$$

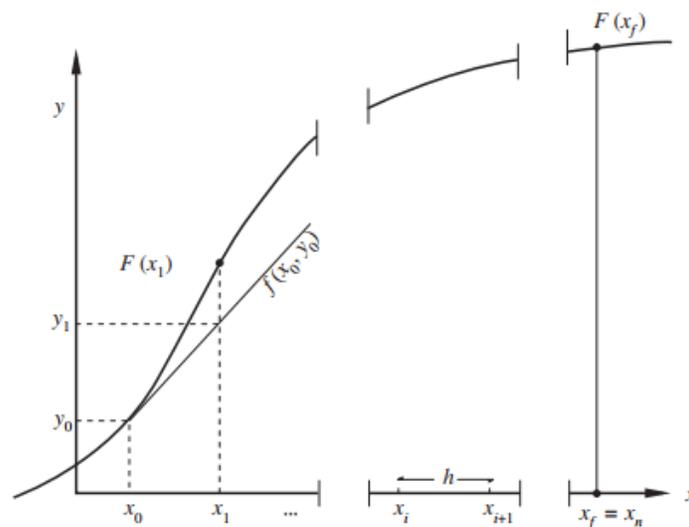


Figura 2.3 Deducción grafica del método de Euler [20].

Resolviendo para y_1 :

$$y_1 = y_0 + (x_1 - x_0)f(x_0, y_0) = y_0 + hf(x_0, y_0) \quad (\text{Ecuación 2.16})$$

Es evidente que el valor de y_1 calculado de esta manera no es igual a $F(x_1)$, pues existe un pequeño error. No obstante, el valor de y_1 sirve para aproximar $F'(x)$ en el punto $P = (x_1, y_1)$ y repetir el proceso anterior a fin de generar la formula general para las siguientes aproximaciones:

$$y_{i+1} = y_i + hf(x_i, y_i) \quad (\text{Ecuación 2.17})$$

El termino $f(x_i, y_i)$ se conoce como función de incremento, el cual es una estimación de la pendiente de una línea recta, usada para extrapolar desde un valor anterior y_i a un nuevo valor y_{i+1} en una distancia h .

La ecuación 2.17 se aplica paso a paso para calcular un valor posterior y , por lo tanto, para trazar la trayectoria de la solución.

En la Figura 2.4 se muestra el trazo de la aproximación de $y = F(x)$ por medio de una serie de segmentos de línea recta por puntos obtenidos a través del método de Euler. Dado que la aproximación a una curva mediante una línea recta no es exacta, se comete un error propio del método mismo.

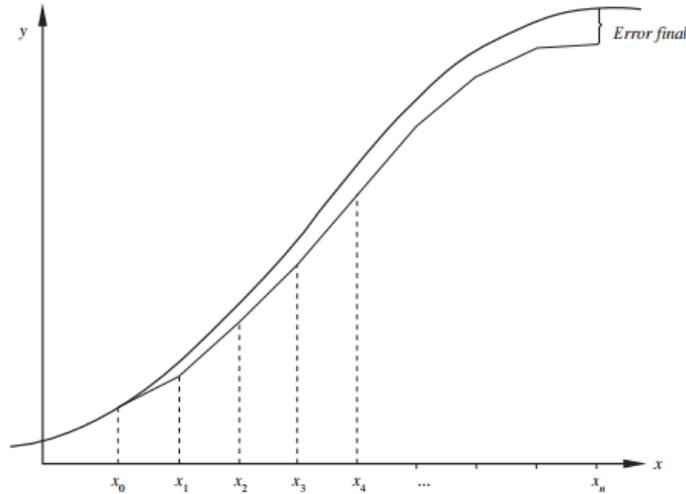


Figura 2.4 Aplicación repetida del método de Euler [20].

Este error puede ser disminuido tanto como se quiera reduciendo el valor de h .

En el método de Euler se tomó como válida, para todo el primer subintervalo, la derivada encontrada en un extremo de este, como se muestra en la Figura 2.3. Para obtener una exactitud razonable se utiliza un intervalo muy pequeño, a cambio de un error de redondeo mayor.

Una forma de mejorar la estimación de la pendiente emplea la determinación de dos derivadas en el intervalo (una en el punto inicial y otra en el punto final). Las dos derivadas se promedian después con la finalidad de obtener una mejor estimación de la pendiente en todo el intervalo. Este procedimiento, es conocido como método de Euler Modificado o método de Heun [21].

Este método consta de dos pasos básicos:

1. Se parte de (x_0, y_0) y se utiliza el método de Euler a fin de calcular el valor de y correspondiente a x_1 . Este valor se denotará ahora como y_1^0 , ya que solo es un valor transitorio para y_1 . Esta parte del proceso se conoce como paso predictor.

$$y_1^0 = y_0 + (x_1 - x_0)f(x_0, y_0) \quad (\text{Ecuación 2.18})$$

2. El segundo paso se llama corrector, pues trata de corregir la predicción. En el nuevo punto obtenido (x_1, y_1^0) se evalúa la derivada $f(x_1, y_1^0)$ usando la EDO del PVI que se esté resolviendo:

$$y_1' = f(x_1, y_1^0) \quad (\text{Ecuación 2.19})$$

Ahora se obtiene la media aritmética de esta derivada y la derivada en el punto inicial (x_0, y_0) :

$$\text{Derivada promedio} = \bar{y}' = \frac{y'_0 + y'_1}{2} = \frac{f(x_0, y_0) + f(x_1, y_1^0)}{2} \quad (\text{Ecuación 2.20})$$

Se usa la derivada promedio para calcular con la ecuación 151 un nuevo valor de y_1 , que será más exacto:

$$y_1 = y_0 + (x_1 - x_0)\bar{y}' = y_0 + (x_1 - x_0)\frac{f(x_0, y_0) + f(x_1, y_1^0)}{2} \quad (\text{Ecuación 2.21})$$

Ya de esta forma se puede generalizar, para el calcular el valor de y_{i+1} en el punto x_{i+1} . Primero el predictor resulta:

$$y_{i+1}^0 = y_i + hf(x_i, y_i) \quad (\text{Ecuación 2.22})$$

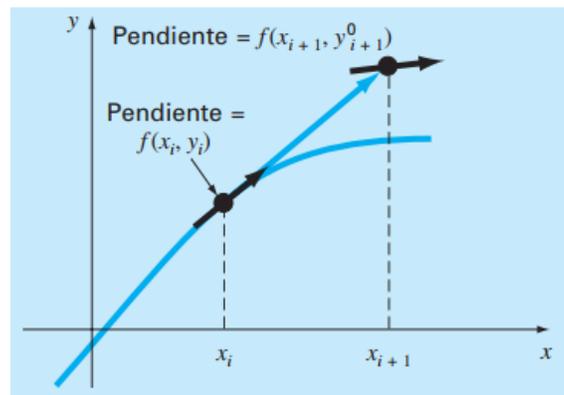
Una vez obtenido el valor de y_{i+1}^0 , se calcula $f(x_{i+1}, y_{i+1}^0)$ y se promedia con la derivada previa $f(x_i, y_i)$, para encontrar la derivada promedio:

$$\bar{y}' = \frac{f(x_i, y_i) + f(x_{i+1}, y_{i+1}^0)}{2} \quad (\text{Ecuación 2.23})$$

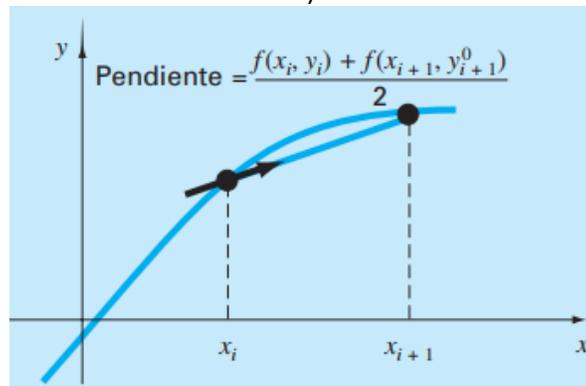
Se sustituye $f(x_i, y_i)$ con el valor promedio de la ecuación 156 en la ecuación de Euler descrita en la ecuación 2.18 y se obtiene:

$$y_{i+1} = y_i + \frac{h}{2}[f(x_i, y_i) + f(x_{i+1}, y_{i+1}^0)] \quad (\text{Ecuación 2.24})$$

El procedimiento predictor-corrector se muestra en la Figura 2.5.



a)



b)

Figura 2.5 Representación gráfica del método de Euler Modificado: a) Predictor y b) corrector [21].

De esta manera, se puede comprender que el método de Euler Modificado es un procedimiento predictor-corrector, el cual es de forma iterativo, esto debido a que y_{i+1} aparece en ambos lados de la ecuación 2.24. Es decir, una estimación anterior se utiliza de manera repetida para proporcionar una estimación mejorada de y_{i+1} .

2-4 Método Runge-Kutta

Los métodos de Runge-Kutta logran la exactitud del procedimiento de la serie de Taylor sin necesitar el cálculo de derivadas de orden superior. Existen muchas variantes, pero todas tienen la forma generalizada de la ecuación 2.18, con la modificación de que la función de incremento $f(x_i, y_i)$ depende del ancho de los intervalos entre dos puntos discretos, h , así se tiene que [21]:

$$y_{i+1} = y_i + hf(x_i, y_i, h) \quad (\text{Ecuación 2.25})$$

La función de incremento se puede escribir de forma general como:

$$f(x_i, y_i, h) = a_1k_1 + a_2k_2 + \dots + a_nk_n \quad (\text{Ecuación 2.26})$$

Donde las a son constantes y las k son:

$$k_1 = f(x_i, y_i) \quad (\text{Ecuación 2.27a})$$

$$k_2 = f(x_i + p_1h, y_i + q_{11}k_1h) \quad (\text{Ecuación 2.27b})$$

$$k_3 = f(x_i + p_2h, y_i + q_{21}k_1h + q_{22}k_2h) \quad (\text{Ecuación 2.27c})$$

⋮

$$k_n = f(x_i + p_{n-1}h, y_i + q_{n-1,1}k_1h + q_{n-1,2}k_2h + \dots + q_{n-1,n-1}k_{n-1}h) \quad (\text{Ecuación 2.27d})$$

En las ecuaciones 2.27, las p y las q son constantes. Se puede observar que las k son relaciones de recurrencia. Esto, es decir, k_1 aparece en la ecuación de k_2 , la cual aparece en la ecuación de k_3 y así sucesivamente. Como cada k es una evaluación funcional, esta recurrencia vuelve más eficiente a los métodos de Runge-Kutta al incrementar los valores de n , por eso se tienen diversos métodos de Runge-Kutta de orden n que aumenta la aproximación hacia el valor real.

Observar que el método de Runge-Kutta de primer orden con $n = 1$ es, de hecho, el método de Euler. Para cada valor de n elegido, se deben evaluar las a , p y q igualando la ecuación 2.25, a los términos en la expansión de la serie de Taylor para dos variables dada por [21]:

$$\begin{aligned} f(x_{i+1}, y_{i+1}) = & f(x_i, y_i) + \frac{\partial f}{\partial x}(x_{i+1} - x_i) + \frac{\partial f}{\partial y}(y_{i+1} - y_i) \\ & + \frac{1}{2!} \left[\frac{\partial^2 f}{\partial x^2}(x_{i+1} - x_i)^2 + 2 \frac{\partial^2 f}{\partial x \partial y}(x_{i+1} - x_i)(y_{i+1} - y_i) \right. \\ & \left. + \frac{\partial^2 f}{\partial y^2}(y_{i+1} - y_i)^2 \right] + \dots \end{aligned} \quad (\text{Ecuación 2.28})$$

De esta forma, para las versiones de orden inferior, el número de términos, n , por lo común representa el orden de la aproximación.

Las versiones más utilizadas de los métodos de Runge-Kutta son los de tercer y cuarto orden, mientras que el de segundo orden solo sirve para comprender el método.

Las variantes de segundo orden son las listadas en la Tabla 2.1.

Método de Heun con un solo corrector.	$y_{i+1} = y_i + \left(\frac{1}{2}k_1 + \frac{1}{2}k_2\right)h$
	$k_1 = f(x_i, y_i)$
	$k_2 = f(x_i + h, y_i + k_1h)$
Método del punto medio.	$y_{i+1} = y_i + k_2h$
	$k_1 = f(x_i, y_i)$
	$k_2 = f\left(x_i + \frac{1}{2}h, y_i + \frac{1}{2}k_1h\right)$
Método de Ralston.	$y_{i+1} = y_i + \left(\frac{1}{3}k_1 + \frac{2}{3}k_2\right)h$
	$k_1 = f(x_i, y_i)$
	$k_2 = f\left(x_i + \frac{3}{4}h, y_i + \frac{3}{4}k_1h\right)$

Tabla 2.1 Métodos de Runge-Kutta de segundo orden.

Una versión para tercer orden es dada por:

$$y_{i+1} = y_i + \frac{1}{6}(k_1 + 4k_2 + k_3)h \quad (\text{Ecuación 2.29})$$

Donde:

$$k_1 = f(x_i, y_i) \quad (\text{Ecuación 2.30a})$$

$$k_2 = f\left(x_i + \frac{1}{2}h, y_i + \frac{1}{2}k_1h\right) \quad (\text{Ecuación 2.30b})$$

$$k_3 = f(x_i + h, y_i - k_1h + 2k_2h) \quad (\text{Ecuación 2.30c})$$

El más popular de los métodos de Runge-Kutta es el de cuarto orden. Al igual que para los casos de segundo orden, existen múltiples versiones. La mostrada a continuación es la forma comúnmente usada, y recibe el nombre de método clásico de Runge-Kutta de cuarto orden:

$$y_{i+1} = y_i + \frac{1}{6}(k_1 + 2k_2 + 2k_3 + k_4)h \quad (\text{Ecuación 2.31})$$

Donde:

$$k_1 = f(x_i, y_i) \quad (\text{Ecuación 2.32a})$$

$$k_2 = f\left(x_i + \frac{1}{2}h, y_i + \frac{1}{2}k_1h\right) \quad (\text{Ecuación 2.32b})$$

$$k_3 = f\left(x_i + \frac{1}{2}h, y_i + \frac{1}{2}k_2h\right) \quad (\text{Ecuación 2.32c})$$

$$k_4 = f(x_i + h, y_i + k_3h) \quad (\text{Ecuación 2.32d})$$

Este método tiene similitud con el procedimiento de Heun en cuanto a que se usan múltiples estimaciones de la pendiente para obtener una mejor pendiente promedio en el intervalo. Como se muestra en la Figura 2.6, cada una de las k representa una pendiente. De esta forma la ecuación 2.31 representa un promedio ponderado de estas para establecer la mejor pendiente.

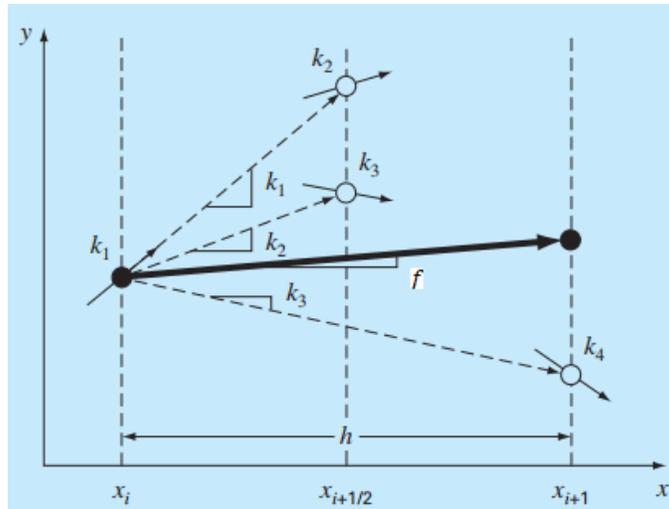


Figura 2.6 Representación de la estimación de las pendientes empleadas en el método de Runge-Kutta de cuarto orden [21].

2-5 Descomposición de la ecuación de oscilación para la solución del problema de estabilidad aplicando métodos numéricos

Los métodos numéricos (Euler, Heun, Runge-Kutta) descritos anteriormente, son propicios para emprender la solución de ecuaciones diferenciales ordinarias de primer orden.

Estos métodos pueden ser elevados para trabajar con ecuaciones diferenciales de orden mayor (para el fenómeno de estabilidad, de segundo orden); esto al escribir la expresión explícita de un sistema de ecuaciones diferenciales ordinarias de primer orden en un conjunto completo de condiciones iniciales. Esto se consigue al reducir la ecuación diferencial de segundo orden, a un conjunto de dos ecuaciones diferenciales de primer orden.

En los estudios de estabilidad, la ecuación de oscilación es de segundo orden, por lo cual, este procedimiento es necesario para poder aplicar los métodos antes descritos [19].

En un sistema multimáquina, con n generadores, la ecuación de oscilación para el i -ésimo generador se puede escribir como:

$$\frac{d^2 \delta_i}{dt^2} = \frac{\omega_s}{2H_i} (P_{mi}^0 - P_{ei}); i = 1, 2, 3, \dots, n \quad (\text{Ecuación 2.33})$$

Esta ecuación conviene organizarla definiendo las variables:

$$\delta_i = \angle \bar{E}_i' \quad (\text{Ecuación 2.34a})$$

$$\dot{\delta}_i = \omega_r \quad (\text{Ecuación 2.34b})$$

Así:

$$\dot{\omega}_r = \frac{\omega_s}{2H_i} (P_{mi}^0 - P_{ei}); i = 1, 2, 3, \dots, n \quad (\text{Ecuación 2.35})$$

El vector de variables iniciales (al suceder la falla) es

$$\delta_i^0 = \angle \bar{E}_i^0 \quad (\text{Ecuación 2.36a})$$

$$\omega_r^0 = 0 \quad (\text{Ecuación 2.36b})$$

De esta forma, δ_i y ω_r son dos variables de estado. Por supuesto, ω_r , se definió previamente en la ecuación 1.29b y denota la desviación de la velocidad síncrona causada por el par de aceleración después de la falla.

Para resolver las ecuaciones de oscilación en su forma de estado se pueden utilizar los métodos de Euler para solución de ecuaciones diferenciales.

El algoritmo de Euler Modificado aplicado al problema de estabilidad transitoria es como sigue [19] [5]:

1. Antes de la perturbación, realizar un estudio de flujo de potencia, con tensiones y potencias especificadas. Se necesita calcular $[\bar{Y}_{barras}]$ previo a la falla.
17. Calcular las tensiones internas transitorias de los generadores \bar{E}_i^0 , mediante las ecuaciones 1.128 y 1.129, aplicables al circuito de la Figura 1.27. De esta forma se fijan las magnitudes de las tensiones internas y los ángulos internos de los rotores. De forma alternativa se puede usar la expresión $\bar{E}_i^0 = \bar{V}_i^0 + jx'_{di}\bar{I}_i^0$ para calcular las tensiones internas transitorias previo a la perturbación, recordando que \bar{V}_1^0 es la tensión de referencia del sistema. Con esto se tendrán los valores de δ_i^0 y por ser estado estable, $\omega_{r_i}^0 = 0$. Utilizando la $[\bar{Y}_{barras}]$ previo a la falla se calcula potencia mecánica de entrada a los generadores.
2. Calcular $[\bar{Y}_{barras}]$, durante la falla y después de la falla.
3. Poner la cuenta del tiempo en $r = 0$.
4. Calcular las salidas de potencia de cada generador con la $[\bar{Y}_{barras}]$ apropiada con la ayuda de la ecuación 1.121. Con esto se obtiene $P_{ei}^{(r)}$ para cada $t = t^{(r)}$.
Después de la ocurrencia de la falla, el periodo se divide en intervalos de tiempo discretos uniformes, Δt , y el tiempo se cuenta como $t^{(0)}, t^{(1)}, \dots$. Un valor típico para Δt es 0.05 s. La ecuación de $P_{ei}^{(r)}$ a utilizar estará determinada por el tiempo de libramiento de la falla.
5. Calcular $\left[\left(\dot{\delta}_i^{(r)}, \dot{\omega}_{r_i}^{(r)} \right), i = 1, 2, \dots, n \right]$ de las ecuaciones 2.34 y 2.35.
6. Calcular los primeros estimados de estado para $t = t^{(r+1)}$ como

$$\delta_i^{(r+1)} = \delta_i^{(r)} + \dot{\delta}_i^{(r)} \Delta t \quad (\text{Ecuación 2.37a})$$

$$\omega_{r_i}^{(r+1)} = \omega_{r_i}^{(r)} + \dot{\omega}_{r_i}^{(r)} \Delta t \quad (\text{Ecuación 2.37b})$$

Para cada generador, $i = 1, 2, \dots, n$.

7. Calcular $P_{ei}^{(r+1)}$, con la $[\bar{Y}_{barras}]$ apropiada y la siguiente ecuación:

$$\delta_i^{(r)} = \delta_i^{(r-1)} + \Delta \delta_i^{(r)} \quad (\text{Ecuación 2.38})$$

8. Calcular $\left[\left(\dot{\delta}_i^{(r+1)}, \dot{\omega}_{r_i}^{(r+1)} \right), i = 1, 2, \dots, n \right]$ de las ecuaciones 2.34 y 2.35.
9. Calcular los valores promedios de las derivadas de estado:

$$\dot{\delta}_i^{(r)} \text{ prom} = \frac{\delta_i^{(r)} + \delta_i^{(r+1)}}{2} \quad (\text{Ecuación 2.39a})$$

$$\dot{\omega}_{r_i}^{(r)} \text{ prom} = \frac{\omega_{r_i}^{(r)} + \omega_{r_i}^{(r+1)}}{2} \quad (\text{Ecuación 2.39b})$$

Para cada generador, $i = 1, 2, \dots, n$.

10. Calcular los estimados de estado final para $t = t^{(r+1)}$:

$$\delta_i^{(r+1)} = \delta_i^{(r)} + \dot{\delta}_i^{(r)} \text{ prom} \Delta t \quad (\text{Ecuación 2.40a})$$

$$\omega_{r_i}^{(r+1)} = \omega_{r_i}^{(r)} + \dot{\omega}_{r_i}^{(r)} \text{ prom} \Delta t \quad (\text{Ecuación 2.40b})$$

Para cada generador, $i = 1, 2, \dots, n$.

11. Imprimir $\left[\left(\delta_i^{(r+1)}, \omega_{r_i}^{(r+1)} \right), i = 1, 2, \dots, n \right]$.

12. Comprobar el límite de tiempo (tiempo para el cual se debe graficar la curva de oscilación), es decir, verificar si $r > r_{final}$. Si no lo es, $r = r + 1$ y repetir desde el paso 5 anterior. En caso contrario, imprimir los resultados y detenerse.

Las curvas de oscilación para todas las máquinas se grafica. Si aumenta sin límite el ángulo del rotor de una máquina (o de un grupo de máquinas) con respecto a otras máquinas, esa máquina (o grupo de máquinas) es inestable y termina por salirse de sincronismo.

Para usar el algoritmo de Runge-Kutta, las ecuaciones para el ángulo del par y la velocidad relativa de las máquinas respecto a la síncrona se escriben así [22]:

$$\delta_i^{(r+1)} = \delta_i^{(r)} + \frac{1}{6} (k_{i_1}^{(r)} + 2k_{i_2}^{(r)} + 2k_{i_3}^{(r)} + k_{i_4}^{(r)}) \Delta t \quad (\text{Ecuación 2.41a})$$

$$\omega_{r_i}^{(r+1)} = \omega_{r_i}^{(r)} + \frac{1}{6} (l_{i_1}^{(r)} + 2l_{i_2}^{(r)} + 2l_{i_3}^{(r)} + l_{i_4}^{(r)}) \Delta t \quad (\text{Ecuación 2.41b})$$

Donde las cuatro variables auxiliares k y las cuatro variables auxiliares l son los correctores. Para la ecuación de δ_i , su ecuación diferencial funcional $f(x_i, y_i) = \omega_{r_i}(\delta_i)$. Para la ecuación de ω_{r_i} , su ecuación diferencial funcional $g(x_i, y_i) = \frac{d\omega_{r_i}}{dt}(\delta_i) = \frac{d^2\delta_i}{dt^2}(\delta_i) = \frac{\omega_s}{2H_i} (P_{mi}^0 - P_{ei}(\delta_i))$ [23].

El algoritmo de Runge-Kutta de cuarto orden aplicado al problema de estabilidad transitoria es como sigue:

1. Antes de la perturbación, realizar un estudio de flujo de potencia, con tensiones y potencias especificadas. Se necesita calcular $[\bar{V}_{barras}]$ previo a la falla.
18. Calcular las tensiones internas transitorias de los generadores $\bar{E}_i^{\prime 0}$, mediante las ecuaciones 1.128 y 1.129, aplicables al circuito de la Figura 1.27. De esta forma se fijan las magnitudes de las tensiones internas y los ángulos internos de los rotores. De forma alternativa se puede usar la expresión $\bar{E}_i^{\prime 0} = \bar{V}_i^0 + jx'_{d_i} \bar{I}_i^0$ para calcular las tensiones internas transitorias previo a la perturbación, recordando que \bar{V}_1^0 es la tensión de referencia del sistema. Con esto se

tendrán los valores de δ_i^0 y por ser estado estable, $\omega_{r_i}^0 = 0$. Utilizando la $[\bar{Y}_{barras}]$ previo a la falla se calcula potencia mecánica de entrada a los generadores.

2. Calcular $[\bar{Y}_{barras}]$, durante la falla y después de la falla.
3. Poner la cuenta del tiempo en $r = 0$.
4. Calcular los correctores k y l para $t = t^{(r)}$ con:

$$k_{i_1}^{(r)} = \omega_{r_i}^{(r)}(\delta_i) \quad \text{(Ecuación 2.42a)}$$

$$l_{i_1}^{(r)} = \frac{\omega_s}{2H_i} \left(P_{mi}^0 - P_{ei}^{(r)}(\delta_i) \right) \quad \text{(Ecuación 2.42b)}$$

$$k_{i_2}^{(r)} = \omega_{r_i}^{(r)}(\delta_i) + \frac{1}{2} l_{i_1}^{(r)} \Delta t \quad \text{(Ecuación 2.42c)}$$

$$l_{i_2}^{(r)} = \frac{\omega_s}{2H_i} \left(P_{mi}^0 - P_{ei}^{(r)} \left(\delta_i + \frac{1}{2} k_{i_1}^{(r)} \Delta t \right) \right) \quad \text{(Ecuación 2.42d)}$$

$$k_{i_3}^{(r)} = \omega_{r_i}^{(r)}(\delta_i) + \frac{1}{2} l_{i_2}^{(r)} \Delta t \quad \text{(Ecuación 2.42e)}$$

$$l_{i_3}^{(r)} = \frac{\omega_s}{2H_i} \left(P_{mi}^0 - P_{ei}^{(r)} \left(\delta_i + \frac{1}{2} k_{i_2}^{(r)} \Delta t \right) \right) \quad \text{(Ecuación 2.42f)}$$

$$k_{i_4}^{(r)} = \omega_{r_i}^{(r)}(\delta_i) + l_{i_3}^{(r)} \Delta t \quad \text{(Ecuación 2.42g)}$$

$$l_{i_4}^{(r)} = \frac{\omega_s}{2H_i} \left(P_{mi}^0 - P_{ei}^{(r)} \left(\delta_i + k_{i_3}^{(r)} \Delta t \right) \right) \quad \text{(Ecuación 2.42h)}$$

Para el cálculo de los correctores se necesitan las salidas de potencia de cada generador con la $[\bar{Y}_{barras}]$ apropiada con la ayuda de la ecuación 1.121. Con esto se obtiene $P_{ei}^{(r)}$ para cada $t = t^{(r)}$.

Después de la ocurrencia de la falla, el periodo se divide en intervalos de tiempo discretos uniformes, Δt , y el tiempo se cuenta como $t^{(0)}, t^{(1)}, \dots$. Un valor típico para Δt es 0.05 s. La ecuación de $P_{ei}^{(r)}$ a utilizar estará determinada por el tiempo de libramiento de la falla.

Esto se hace para cada generador, $i = 1, 2, \dots, n$.

5. Utilizar las ecuaciones 2.41 para actualizar en $t = t^{(r+1)}$ de los valores de $\delta_i^{(r+1)}$ y $\omega_{r_i}^{(r+1)}$.
6. Imprimir $\left[\left(\delta_i^{(r+1)}, \omega_{r_i}^{(r+1)} \right), i = 1, 2, \dots, n \right]$.
7. Comprobar el límite de tiempo (tiempo para el cual se debe graficar la curva de oscilación), es decir, verificar si $r > r_{final}$. Si no lo es, $r = r + 1$ y repetir desde el paso 5 anterior. En caso contrario, imprimir los resultados y detenerse.

**CAPÍTULO 3. APLICACIÓN DE LOS MÉTODOS
NUMÉRICOS COMPUTACIONALES EN LOS PROBLEMAS
DE ESTABILIDAD TRANSITORIA**

3-1 Modelo del sistema a estudiar IEEE Western System Coordinated Council (WSCC)

El modelo clásico de una máquina síncrona se puede usar para estudiar la estabilidad de un sistema de potencia durante un período de tiempo durante el cual la respuesta dinámica del sistema depende en gran medida de la energía cinética almacenada en las masas en rotación. Para muchos sistemas de potencia, este tiempo es del orden de un segundo o menos. El modelo clásico es el modelo más simple utilizado en estudios de dinámica de sistemas de potencia y requiere una cantidad mínima de datos; por lo tanto, tales estudios pueden llevarse a cabo en un tiempo relativamente corto y con un costo mínimo. Además, estos estudios pueden proporcionar información útil. Por ejemplo, pueden usarse como estudios preliminares para identificar áreas problemáticas que requieren un estudio más detallado con modelos más detallados. Por lo tanto, una gran cantidad de casos para los cuales el sistema exhibe una respuesta dinámica definitivamente estable a las perturbaciones en estudio se eliminan de una mayor consideración. Aquí se presentará un estudio clásico sobre un pequeño sistema de alimentación de nueve barras que tiene tres generadores y tres cargas. En la Figura 3.1 se muestra un diagrama de impedancia de una línea para el sistema. La solución de flujo de potencia predeterminada se presenta en la Figura 3.2.

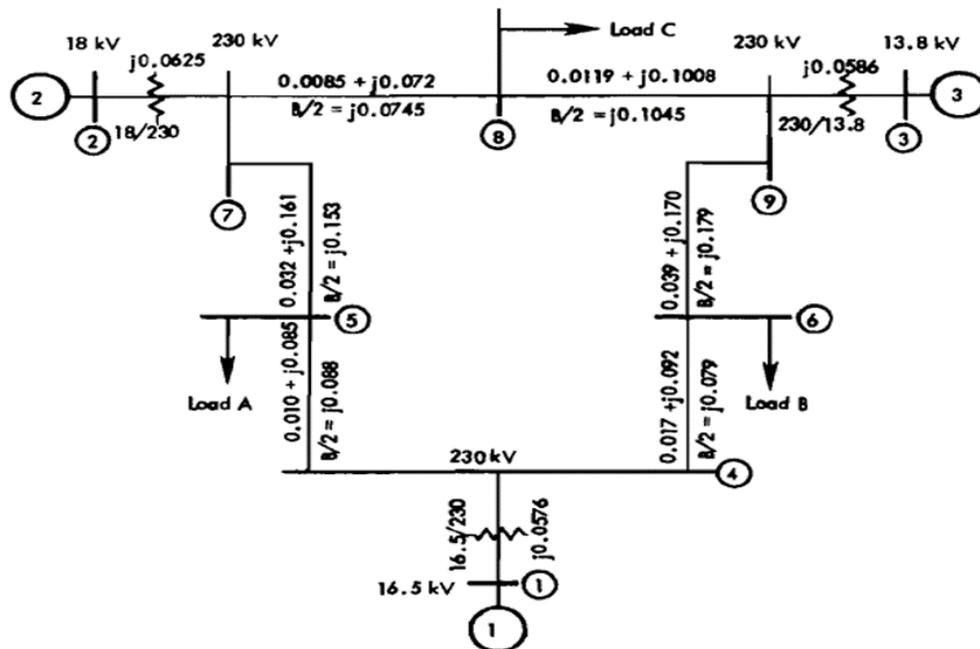


Figura 3.1 Diagrama de impedancia del sistema de nueve barras. Todas las impedancias están en pu en una base de 100 MVA [1].

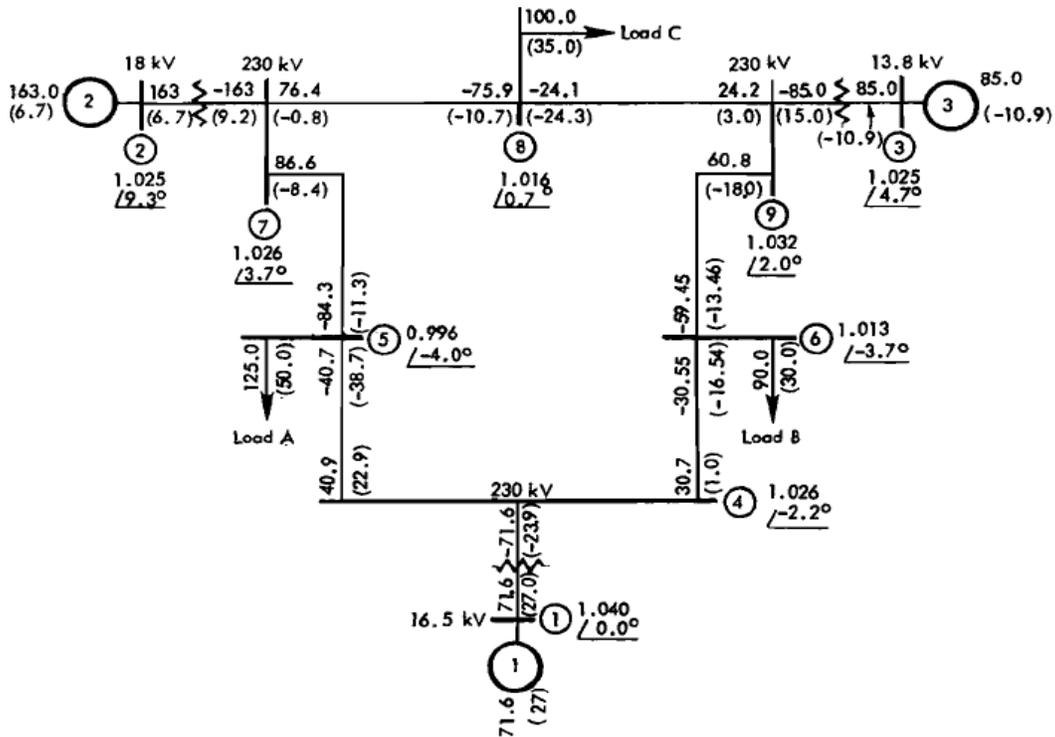


Figura 3.2 Diagrama de flujo de carga del sistema de nueve barras que muestra las condiciones de falla previa. Todos los flujos son en MW y MVAR [1].

Todos los parámetros del sistema están dados en por unidad, a una frecuencia de 60 Hz y una potencia base de 100 MVA y se presentan resumidos desde la Tabla 3.1 a la Tabla 3.5.

Barras		Impedancia serie		Admitancia en derivación
Barra i	Barra j	R	X	B/2
4	5	0.0100	0.0850	0.0880
4	6	0.0170	0.0920	0.0790
5	7	0.0320	0.1610	0.1530
6	9	0.0390	0.1700	0.1790
7	8	0.0085	0.0720	0.0745
8	9	0.0119	0.1008	0.1045

Tabla 3.1 Datos de las líneas de transmisión.

Barras		Impedancia serie	
Barra i	Barra j	R	X
1	4	0.0000	0.0576
2	7	0.0000	0.0625
3	9	0.0000	0.0586

Tabla 3.2 Datos de los transformadores elevadores.

Barra de conexión	Número de Generador	x'_d	H [MJ/MVA]	Potencia Nominal [MVA]	Tipo
1	Generador 1	0.0608	23.64	247.5	Hidráulico
2	Generador 2	0.1198	6.4	192.0	Vapor
3	Generador 3	0.1813	3.01	128.0	Vapor

Tabla 3.3 Datos de las unidades generadoras.

Barra	Tensión		Potencia generada [pu]		Potencia demandada [pu]	
	Magnitud [pu]	Ángulo [Grados]	P_g	Q_g	P_c	Q_c
1	1.040	0.0	0.716	0.2700	-	-
2	1.025	9.3	1.630	0.0067	-	-
3	1.025	4.7	0.850	-0.1090	-	-
4	1.026	-2.2	-	-	-	-
5	0.996	-4.0	-	-	1.25	0.50
6	1.013	-3.7	-	-	0.90	0.30
7	1.026	3.7	-	-	-	-
8	1.032	2.0	-	-	1.00	0.35
9	1.025	4.7	-	-	-	-

Tabla 3.4 Datos de la solución del flujo de potencia.

Barra de conexión	Admitancia	
	G	B
5	1.2610	-0.5044
6	0.8777	-0.2926
8	0.9690	-0.3391

Tabla 3.5 Datos de las admitancias equivalentes en las barras de carga.

Se ha desarrollado una interfaz en MATLAB en la cual es posible recibir todos los datos del sistema de potencia:

- Impedancias y admitancias en derivación de las líneas de transmisión.
- Parámetros de unidades generadoras.
- Impedancias de los transformadores.
- Admitancias equivalentes de las cargas en barras.

Esta interfaz es capaz de realizar el cálculo de las matrices de admitancias de barra, previo, durante y posterior a la liberación de la falla que produce oscilaciones en las máquinas. Permite determinar si la falla ocurre a medio tramo de una línea de transmisión o en algún extremo de las líneas de transmisión cercanos a las barras, en donde este último se considera como una falla en barra. Para la liberación de fallas, se consideran las opciones de apertura de línea de transmisión sometida a la falla o de aislamiento de la barra fallada.

Los estudios de flujo de potencia, en donde se incluyen tensiones en barras, potencias generadas y demandadas (activas y reactivas), se calculan previamente y son provistos por la referencia [1], por lo cual la interfaz solo hace la importación de los datos desde un archivo de texto externo llamado *flujo.txt*, que se encuentra en el Anexo A5. Estos datos, en conjunto con los parámetros de las

unidades generadoras, son usadas para calcular las tensiones internas transitorias de las máquinas y obtener tanto las magnitudes de las tensiones y los ángulos del par inicial en estado estable de estas.

3-2 Desarrollo de la interfaz

La interfaz al tener todos los datos anteriores es capaz de realizar la solución de las ecuaciones de oscilación y presentar las curvas de oscilación de las máquinas para tiempos de liberación de falla establecidos, mediante diversos métodos numéricos.

Se realizará un caso de estudio de estabilidad transitoria de acuerdo con la referencia [1], en donde se tiene:

- Evento 1, en $t = 0$: Ocurre una falla del tipo cortocircuito trifásico a tierra en la línea ubicada entre las barras 5-7 próxima a la barra 7, con impedancia de falla despreciable.
- Evento 2, en $t = t_c$: Eliminación de la falla, mediante la apertura de la línea 5-7, en donde $t_c = 0.0833$ s (corresponde a cinco ciclos).

El sistema, aunque pequeño, es lo suficientemente grande como para no ser trivial y, por lo tanto, permite ilustrar una serie de conceptos y resultados de estabilidad.

El menú principal de la interfaz se muestra en la Figura 3.3, allí se muestran las operaciones en orden de ejecución que se deben realizar para hacer el estudio de estabilidad.

```
Universidad de El Salvador
Facultad de Ingenieria y Arquitectura
Escuela de Ingenieria Electrica
Trabajo de Graduacion
Analisis y Simulacion de Estabilidad Transitoria en Sistemas Multimaquina
Programa para estudiar la estabilidad transitoria en sistemas de potencia utilizando metodos numericos
Realizado por: Cristian Antonio Aguilar Quintanilla
                Jose Manuel Hernandez Muñoz
-----

MENU PRINCIPAL

-----

[1] Ingresas datos del sistema
[2] Ingresar datos del flujo de potencia previo a la falla
[3] Calcular tensiones internas y angulos de par iniciales
[4] Calcular y Mostrar Ybarra ampliada previo a la falla
[5] Calcular y Mostrar Ybarra ampliada durante la falla
[6] Calcular y Mostrar Ybarra ampliada luego de librar la falla
[7] Ybarra prefalla reducida
[8] Ybarra durante la falla reducida
[9] Ybarra postfalla reducida
[10] Realizar soluciones a las ecuaciones de oscilacion
[11] Trazado de curvas para determinar tiempo critico de libramiento de falla
[12] Salir

-----

Indique la operacion : |
```

Figura 3.3 Menú principal de la interfaz.

Al seleccionar la operación 1, el sistema pedirá: cantidad de barras del sistema, cantidad de líneas de transmisión y cuantas de estas poseen derivación, cantidad de generadores síncronos y sus respectivos transformadores elevadores, cantidad de cargas localizadas en las barras; además, de ser necesario pide la cantidad de líneas de transmisión en paralelo y cuantas de estas poseen

derivación. El programa da la opción de ingresar los datos en impedancias o admitancias, a excepción de las admitancias en derivación, las cuales se ingresarán como admitancias sin importar la elección realizada. Esto sea aprecia en la Figura 3.4.

```

-----
Indique la operacion : 1
-----
Datos del Sistema de Potencia
-----
Numero de barras del sistema: 9
Numero de lineas de transmision: 6
Numero de lineas con derivacion: 6
Numero de generadores sincronos y transformadores de generadores: 3
Numero de cargas en barras: 3
Numero de lineas de transmision en paralelo: 0
Numero de lineas en paralelo con derivacion: 0
Datos en [1] Impedancia [2] Admitancias: 1|

```

Figura 3.4 Datos generales del sistema de potencia.

La interfaz empieza a pedir los datos de las líneas de transmisión, seleccionando las barras a la que se conecta y el elemento serie, tal como se aprecia en la Figura 3.5. Seguido, la interfaz empieza a solicitar los elementos en derivación, siempre ingresando las barras de la línea a la que pertenece, ver Figura 3.6.

```

-----
Datos en [1] Impedancia [2] Admitancias: 1
-----
Elemento serie de linea de transmision 1
-----
Barra de Inicio: 4
Barra Final: 5
Z[4,5]=0.01+i*0.085
-----
Elemento serie de linea de transmision 2
-----
Barra de Inicio: 4
Barra Final: 6
Z[4,6]=0.017+i*0.092
-----
Elemento serie de linea de transmision 3
-----
Barra de Inicio: 5
Barra Final: 7
Z[5,7]=0.032+i*0.161
-----
Elemento serie de linea de transmision 4
-----
Barra de Inicio: 6
Barra Final: 9
Z[6,9]=0.039+i*0.17
-----
Elemento serie de linea de transmision 5
-----
Barra de Inicio: 7
Barra Final: 8
Z[7,8]=0.0085+i*0.072
-----
Elemento serie de linea de transmision 6
-----
Barra de Inicio: 8
Barra Final: 9
Z[8,9]=0.0119+i*0.1008
-----

```

Figura 3.5 Ingreso de impedancia serie de las líneas de transmisión.

```

Elemento en derivacion de linea de transmision 1
-----
Barra de Inicio: 4
Barra Final: 5
Ypq0[4,5]=i*0.088
-----
Elemento en derivacion de linea de transmision 2
-----
Barra de Inicio: 4
Barra Final: 6
Ypq0[4,6]=i*0.079
-----
Elemento en derivacion de linea de transmision 3
-----
Barra de Inicio: 5
Barra Final: 7
Ypq0[5,7]=i*0.153
-----
Elemento en derivacion de linea de transmision 4
-----
Barra de Inicio: 6
Barra Final: 9
Ypq0[6,9]=i*0.179
-----
Barra de Inicio: 6
Barra Final: 9
Ypq0[6,9]=i*0.179
-----
Elemento en derivacion de linea de transmision 5
-----
Barra de Inicio: 7
Barra Final: 8
Ypq0[7,8]=i*0.0745
-----
Elemento en derivacion de linea de transmision 6
-----
Barra de Inicio: 8
Barra Final: 9
Ypq0[8,9]=i*0.1045
-----

```

Figura 3.6 Ingreso de admitancias en derivación de las líneas de transmisión.

Luego la interfaz solicita los datos de los generadores, se deben ingresar la barra del generador, la barra de alta tensión del transformador elevador, la impedancia serie del transformador, la reactancia transitoria del generador y la constante de inercia H del generador, esto se aprecia en la Figura 3.7.

```

-----
Elemento serie de transformador del generador 1
Reactancia transitoria y constante H del generador 1
-----
Barra del generador: 1
Barra final del transformador: 4
Zt[1,4]=i*0.0576
Xd[1,4]=0.0608
Hg[1,1]=23.64
-----
Elemento serie de transformador del generador 2
Reactancia transitoria y constante H del generador 2
-----
Barra del generador: 2
Barra final del transformador: 7
Zt[2,7]=i*0.0625
Xd[2,7]=0.1198
Hg[2,2]=6.4
-----
Elemento serie de transformador del generador 3
Reactancia transitoria y constante H del generador 3
-----
Barra del generador: 3
Barra final del transformador: 9
Zt[3,9]=i*0.0586
Xd[3,9]=0.1813
Hg[3,3]=3.01
-----

```

Figura 3.7 Ingreso de parámetros de los generados y sus transformadores elevadores.

Luego se deben ingresar las admitancias equivalentes de las cargas en barras, indicando la barra a la que están conectadas y su respectivo valor, como se muestra en la Figura 3.8.

```

-----
Barra con carga: 5
-----
Carga en barra 5
-----
Ycarga[5,5]=1.2610-i*0.5044
-----
Barra con carga: 6
-----
Carga en barra 6
-----
Ycarga[6,6]=0.8777-i*0.2926
-----
Barra con carga: 8
-----
Carga en barra 8
-----
Ycarga[8,8]=0.9690-i*0.3391
-----

```

Figura 3.8 Ingreso de admitancias equivalentes de las cargas.

Al ingresar la última admitancia de carga, la interfaz se vuelve al menú principal y ahora se debe ingresar los datos del flujo de potencia, que están guardados en un archivo de texto, llamado *flujo.txt* y es recibido por una variable llamada PQV, en forma de matriz, esto se muestra en la Figura 3.9.

Universidad de El Salvador
 Facultad de Ingeniería y Arquitectura
 Escuela de Ingeniería Eléctrica
 Trabajo de Graduación
 Análisis y Simulación de Estabilidad Transitoria en Sistemas Multimaquina
 Programa para estudiar la estabilidad transitoria en sistemas de potencia utilizando metodos numericos
 Realizado por: Cristian Antonio Aguilar Quintanilla
 Jose Manuel Hernandez Muñoz

MENU PRINCIPAL

- [1] Ingresas datos del sistema
- [2] Ingresar datos del flujo de potencia previo a la falla
- [3] Calcular tensiones internas y angulos de par iniciales
- [4] Calcular y Mostrar Ybarra ampliada previo a la falla
- [5] Calcular y Mostrar Ybarra ampliada durante la falla
- [6] Calcular y Mostrar Ybarra ampliada luego de librar la falla
- [7] Ybarra prefalla reducida
- [8] Ybarra durante la falla reducida
- [9] Ybarra postfalla reducida
- [10] Realizar soluciones a las ecuaciones de oscilacion
- [11] Trazado de curvas para determinar tiempo critico de libramiento de falla
- [12] Salir

Indique la operacion : 2|

Vt	delta	Pg	Pd	Qg	Qd
1.0400	0	0.7160	0	0.2700	0
1.0250	9.3000	1.6300	0	0.0670	0
1.0250	4.7000	0.8500	0	-0.1090	0
1.0260	-2.2000	0	0	0	0
0.9960	-4.0000	0	1.2500	0	0.5000
1.0130	-3.7000	0	0.9000	0	0.3000
1.0260	3.7000	0	0	0	0
1.0160	0.7000	0	1.0000	0	0.3500
1.0320	2.0000	0	0	0	0

Figura 3.9 Ingreso de los datos del flujo de potencia.

La primera columna recibe las magnitudes de las tensiones en barra, la segunda columna contiene los ángulos de las tensiones en barra, la tercera y cuarta columna tienen las potencias activas generadas y demandadas respectivamente, y la quinta y sexta columna tienen las potencias reactivas generadas y demandadas respectivamente.

Al regresar al menú principal, se calculan las tensiones internas transitorias de las máquinas síncronas y sus respectivos ángulos del par. Se hace uso de los parámetros mostrados en las Figuras 3.7 y 3.9. Estos resultados se muestran en la Figura 3.10.

Universidad de El Salvador
 Facultad de Ingeniería y Arquitectura
 Escuela de Ingeniería Eléctrica
 Trabajo de Graduación
 Análisis y Simulación de Estabilidad Transitoria en Sistemas Multimaquina
 Programa para estudiar la estabilidad transitoria en sistemas de potencia utilizando métodos numéricos
 Realizado por: Cristian Antonio Aguilar Quintanilla
 Jose Manuel Hernandez Muñoz

 MENU PRINCIPAL

- [1] Ingresar datos del sistema
- [2] Ingresar datos del flujo de potencia previo a la falla
- [3] Calcular tensiones internas y ángulos de par iniciales
- [4] Calcular y Mostrar Ybarra ampliada previo a la falla
- [5] Calcular y Mostrar Ybarra ampliada durante la falla
- [6] Calcular y Mostrar Ybarra ampliada luego de librar la falla
- [7] Ybarra prefalla reducida
- [8] Ybarra durante la falla reducida
- [9] Ybarra postfalla reducida
- [10] Realizar soluciones a las ecuaciones de oscilación
- [11] Trazado de curvas para determinar tiempo crítico de libramiento de falla
- [12] Salir

 Indique la operación : 3|

```

Egmag =
      1.0566
      1.0503
      1.0169
      1.0260
      0.9960
      1.0130
      1.0260
      1.0160
      1.0320

delta0 =
      2.2704
      19.7510
      13.2023
      -2.2000
      -4.0000
      -3.7000
      3.7000
      0.7000
      2.0000

fx Presione <ENTER>|
  
```

Figura 3.10 Cálculo de tensiones internas transitorias y ángulos de par iniciales.

Al seleccionar la operación 4, la interfaz calcula y muestra la $[\bar{Y}_{barra}]$ previo a la falla (ver Figura 3.11).

Universidad de El Salvador
 Facultad de Ingeniería y Arquitectura
 Escuela de Ingeniería Eléctrica
 Trabajo de Graduación
 Analisis y Simulación de Estabilidad Transitoria en Sistemas Multimaquina
 Programa para estudiar la estabilidad transitoria en sistemas de potencia utilizando metodos numericos
 Realizado por: Cristian Antonio Aguilar Quintanilla
 Jose Manuel Hernandez Muñoz

MENU PRINCIPAL

- [1] Ingresar datos del sistema
- [2] Ingresar datos del flujo de potencia previo a la falla
- [3] Calcular tensiones internas y angulos de par iniciales
- [4] Calcular y Mostrar Ybarra ampliada previo a la falla
- [5] Calcular y Mostrar Ybarra ampliada durante la falla
- [6] Calcular y Mostrar Ybarra ampliada luego de librar la falla
- [7] Ybarra prefalla reducida
- [8] Ybarra durante la falla reducida
- [9] Ybarra postfalla reducida
- [10] Realizar soluciones a las ecuaciones de oscilacion
- [11] Trazado de curvas para determinar tiempo critico de libramiento de falla
- [12] Salir

Indique la operacion : 4

```

Ypre =
Columns 1 through 8
0.0000 - 8.44551i 0.0000 + 0.00001i 0.0000 + 0.00001i 0.0000 + 8.44551i 0.0000 + 0.00001i 0.0000 + 0.00001i 0.0000 + 0.00001i 0.0000 + 0.00001i
0.0000 + 0.00001i 0.0000 - 5.48551i 0.0000 + 0.00001i 0.0000 + 5.48551i
0.0000 + 0.00001i 0.0000 + 0.00001i 0.0000 - 4.16841i 0.0000 + 0.00001i 0.0000 + 0.00001i 0.0000 + 0.00001i 0.0000 + 0.00001i 0.0000 + 0.00001i
0.0000 + 8.44551i 0.0000 + 0.00001i 0.0000 + 0.00001i 3.3074 -30.39371i -1.3652 +11.60411i -1.9422 +10.51071i 0.0000 + 0.00001i 0.0000 + 0.00001i
0.0000 + 0.00001i 0.0000 + 0.00001i 0.0000 + 0.00001i -1.3652 +11.60411i 3.8138 -17.84261i 0.0000 + 0.00001i -1.1876 + 5.97511i 0.0000 + 0.00001i
0.0000 + 0.00001i 0.0000 + 0.00001i 0.0000 + 0.00001i -1.9422 +10.51071i 0.0000 + 0.00001i 4.1019 -16.13351i 0.0000 + 0.00001i 0.0000 + 0.00001i
0.0000 + 0.00001i 0.0000 + 5.48551i 0.0000 + 0.00001i 0.0000 + 0.00001i 0.0000 + 0.00001i -1.1876 + 5.97511i 0.0000 + 0.00001i 2.8047 -24.93111i
0.0000 + 0.00001i -1.6171 +13.69801i 3.7412 -23.64231i
0.0000 + 0.00001i 0.0000 + 0.00001i 0.0000 + 4.16841i 0.0000 + 0.00001i 0.0000 + 0.00001i 0.0000 + 0.00001i -1.2820 + 5.58821i 0.0000 + 0.00001i
-1.1551 + 9.78431i
2.4371 -19.25741i
Column 9
0.0000 + 0.00001i
0.0000 + 0.00001i
0.0000 + 4.16841i
0.0000 + 0.00001i
0.0000 + 0.00001i
-1.2820 + 5.58821i
0.0000 + 0.00001i
-1.1551 + 9.78431i
2.4371 -19.25741i
Presione <ENTER>
  
```

Figura 3.11 Matriz $[\bar{Y}_{barra}]$ previo a la falla.

La operación 5 calcula la matriz $[\bar{Y}_{barra}]$ durante la falla y se requiere ingresar el tipo de falla, si es barra fallada, se solicita el número de esa barra y si la falla es a media línea de transmisión solicita las barras a la que se conecta dicha línea de transmisión. Como se puede observar en la Figura 3.12, la barra fallada es la barra 7.

```

Indique la operacion : 5
Tipo de falla
[1] Falla en barra
[2] Falla a media linea
Indique la operacion : 1
Indicar barra fallada
Barra fallada: 7
Ybarra Ampliada Durante la falla
  
```

```

-----
Ydur =

Columns 1 through 6

0.0000 - 8.4459i  0.0000 + 0.0000i  0.0000 + 0.0000i  0.0000 + 8.4459i  0.0000 + 0.0000i  0.0000 + 0.0000i
0.0000 + 0.0000i  0.0000 - 5.4855i  0.0000 + 0.0000i  0.0000 + 0.0000i  0.0000 + 0.0000i  0.0000 + 0.0000i
0.0000 + 0.0000i  0.0000 + 0.0000i  0.0000 - 4.1684i  0.0000 + 0.0000i  0.0000 + 0.0000i  0.0000 + 0.0000i
0.0000 + 8.4459i  0.0000 + 0.0000i  0.0000 + 0.0000i  3.3074 -30.3937i  -1.3652 +11.6041i  -1.9422 +10.5107i
0.0000 + 0.0000i  0.0000 + 0.0000i  0.0000 + 0.0000i  -1.3652 +11.6041i  3.8138 -17.8426i  0.0000 + 0.0000i
0.0000 + 0.0000i  0.0000 + 0.0000i  0.0000 + 0.0000i  -1.9422 +10.5107i  0.0000 + 0.0000i  4.1019 -16.1335i
0.0000 + 0.0000i  0.0000 + 0.0000i
0.0000 + 0.0000i  0.0000 + 0.0000i  0.0000 + 0.0000i  0.0000 + 0.0000i  0.0000 + 0.0000i  0.0000 + 0.0000i
0.0000 + 0.0000i  0.0000 + 0.0000i  0.0000 + 4.1684i  0.0000 + 0.0000i  0.0000 + 0.0000i  -1.2820 + 5.5882i

Columns 7 through 9

0.0000 + 0.0000i  0.0000 + 0.0000i  0.0000 + 0.0000i
0.0000 + 0.0000i  0.0000 + 0.0000i  0.0000 + 0.0000i
0.0000 + 0.0000i  0.0000 + 0.0000i  0.0000 + 4.1684i
0.0000 + 0.0000i  0.0000 + 0.0000i  0.0000 + 0.0000i
0.0000 + 0.0000i  0.0000 + 0.0000i  0.0000 + 0.0000i
0.0000 + 0.0000i  0.0000 + 0.0000i  -1.2820 + 5.5882i
0.0000 + 0.0000i  0.0000 + 0.0000i  0.0000 + 0.0000i
0.0000 + 0.0000i  3.7412 -23.6423i  -1.1551 + 9.7843i
0.0000 + 0.0000i  -1.1551 + 9.7843i  2.4371 -19.2574i

Presione <ENTER>

```

Figura 3.12 Matriz $[\bar{Y}_{barra}]$ durante la falla.

La operación 6 calcula la matriz $[\bar{Y}_{barra}]$ luego de liberar la falla y se requiere ingresar el tipo de liberación, si es aislamiento de barra, se solicita el número de esa barra y si es apertura de línea de transmisión solicita las barras a la que se conecta dicha línea de transmisión. Como se puede observar en la Figura 3.13, se realiza la apertura de la línea de transmisión 5-7.

```

-----
Universidad de El Salvador
Facultad de Ingenieria y Arquitectura
Escuela de Ingenieria Electrica
Trabajo de Graduacion
Análisis y Simulación de Estabilidad Transitoria en Sistemas Multimaquina
Programa para estudiar la estabilidad transitoria en sistemas de potencia utilizando metodos numericos
Realizado por: Cristian Antonio Aguilar Quintanilla
Jose Manuel Hernandez Muñoz
-----

MENU PRINCIPAL

-----
(1) Ingresas datos del sistema
(2) Ingresar datos del flujo de potencia previo a la falla
(3) Calcular tensiones internas y angulos de par iniciales
(4) Calcular y Mostrar Ybarra ampliada previo a la falla
(5) Calcular y Mostrar Ybarra ampliada durante la falla
(6) Calcular y Mostrar Ybarra ampliada luego de librar la falla
(7) Ybarra prefalla reducida
(8) Ybarra durante la falla reducida
(9) Ybarra postfalla reducida
(10) Realizar soluciones a las ecuaciones de oscilacion
(11) Trazado de curvas para determinar tiempo critico de libramiento de falla
(12) Salir

-----
Indique la operacion : 6

-----
Tipo de liberacion de falla
[1] Aislamiento de barra fallada
[2] Apertura de linea de transmision fallada

-----
Indique la operacion : 2

-----
Indicar barras de la linea de transmision a abrir

-----
Barra del extremo 1: 5
Barra del extremo 2: 7

```

```

Ypos =

Columns 1 through 9

0.0000 - 8.44591i 0.0000 + 0.00001i 0.0000 + 0.00001i 0.0000 + 8.44591i 0.0000 + 0.00001i 0.0000 + 0.00001i 0.0000 + 0.00001i 0.0000 + 0.00001i 0.0000 + 0.00001i
0.0000 + 0.00001i 0.0000 - 5.48551i 0.0000 + 0.00001i 0.0000 + 5.48551i 0.0000 + 0.00001i
0.0000 + 0.00001i 0.0000 + 0.00001i 0.0000 - 4.16841i 0.0000 + 0.00001i 0.0000 + 0.00001i
0.0000 + 8.44591i 0.0000 + 0.00001i 0.0000 + 0.00001i 3.3074 -30.39371i -1.3652 +11.60411i -1.9422 +10.51071i 0.0000 + 0.00001i 0.0000 + 0.00001i 0.0000 + 0.00001i
0.0000 + 0.00001i 0.0000 + 0.00001i 0.0000 + 0.00001i -1.3652 +11.60411i 2.6262 -12.02051i 0.0000 + 0.00001i 0.0000 + 0.00001i 0.0000 + 0.00001i 0.0000 + 0.00001i
0.0000 + 0.00001i 0.0000 + 0.00001i 0.0000 + 0.00001i -1.9422 +10.51071i 0.0000 + 0.00001i 4.1019 -16.13351i 0.0000 + 0.00001i 0.0000 + 0.00001i 0.0000 + 0.00001i
0.0000 + 0.00001i 0.0000 + 5.48551i 0.0000 + 0.00001i 1.6171 -19.10891i -1.6171 +13.69801i
0.0000 + 0.00001i -1.6171 +13.69801i 3.7412 -23.64231i
0.0000 + 0.00001i 0.0000 + 0.00001i 0.0000 + 4.16841i 0.0000 + 0.00001i 0.0000 + 0.00001i 0.0000 + 0.00001i -1.2820 + 5.58821i 0.0000 + 0.00001i -1.1551 + 9.78431i

Column 9

0.0000 + 0.00001i
0.0000 + 0.00001i
0.0000 + 4.16841i
0.0000 + 0.00001i
0.0000 + 0.00001i
0.0000 + 0.00001i
-1.2820 + 5.58821i
0.0000 + 0.00001i
-1.1551 + 9.78431i
2.4371 -19.25741i

```

Figura 3.13 Matriz $[\bar{Y}_{barra}]$ luego de librar la falla.

Para realizar la reducción de la matriz $[\bar{Y}_{barra}]$ previo a la falla, se utiliza la opción 7, indicando cantidad de barras a eliminar, el número de cada barra a eliminar y el número de cada barra a conservar. Esto se aprecia en la Figura 3.14.

```

Universidad de El Salvador
Facultad de Ingeniería y Arquitectura
Escuela de Ingeniería Eléctrica
Trabajo de Graduación
Análisis y Simulación de Estabilidad Transitoria en Sistemas Multimaquina
Programa para estudiar la estabilidad transitoria en sistemas de potencia utilizando métodos numéricos
Realizado por: Cristian Antonio Aguilar Quintanilla
Jose Manuel Hernandez Muñoz

-----

MENU PRINCIPAL

-----

[1] Ingresar datos del sistema
[2] Ingresar datos del flujo de potencia previo a la falla
[3] Calcular tensiones internas y ángulos de par iniciales
[4] Calcular y Mostrar Ybarra ampliada previo a la falla
[5] Calcular y Mostrar Ybarra ampliada durante la falla
[6] Calcular y Mostrar Ybarra ampliada luego de librar la falla
[7] Ybarra prefalla reducida
[8] Ybarra durante la falla reducida
[9] Ybarra postfalla reducida
[10] Realizar soluciones a las ecuaciones de oscilación
[11] Trazado de curvas para determinar tiempo crítico de libramiento de falla
[12] Salir

-----

Indique la operación : 7|

-----

Ybarra reducida prefalla

-----

Numero de barras a eliminar: 6

-----

Barras a eliminar

-----

Barra a eliminar: 4
Barra a eliminar: 5
Barra a eliminar: 6
Barra a eliminar: 7
Barra a eliminar: 8
Barra a eliminar: 9

-----

Barras a conservar

-----

Barra a conservar: 1
Barra a conservar: 2
Barra a conservar: 3|

```

```

-----
Ybarra reducida prefalla
-----

Yredu =

0.8455 - 2.9883i   0.2871 + 1.5129i   0.2096 + 1.2256i
0.2871 + 1.5129i   0.4200 - 2.7239i   0.2133 + 1.0879i
0.2096 + 1.2256i   0.2133 + 1.0879i   0.2770 - 2.3681i

fx Presione <ENTER>

```

Figura 3.14 Matriz $[\bar{Y}_{barra}]$ reducida previo a la falla.

Para realizar la reducción de la matriz $[\bar{Y}_{barra}]$ durante la falla, se utiliza la opción 8, indicando de nuevo el tipo de falla y las barras involucradas. En el caso de estudio, la falla se simula como una falla de barra en la barra 7, se hacen cero los elementos de la columna y la fila 7 de la matriz $[\bar{Y}_{barra}]$ durante la falla mostrada en la Figura 3.12, por lo cual, se hace una reducción del orden de la matriz al sacar la columna y la fila 7, así la barra 8 pasa a ser la 7 y la barra 9 pasa a ser la 8, para el ingreso de los datos, como se aprecia en la Figura 3.15.

```

Universidad de El Salvador
Facultad de Ingenieria y Arquitectura
Escuela de Ingenieria Electrica
Trabajo de Graduacion
Analisis y Simulacion de Estabilidad Transitoria en Sistemas Multimaquina
Programa para estudiar la estabilidad transitoria en sistemas de potencia utilizando metodos numericos
Realizado por: Cristian Antonio Aguilar Quintanilla
                Jose Manuel Hernandez Muñoz
-----

MENU PRINCIPAL

-----
[1] Ingresas datos del sistema
[2] Ingresar datos del flujo de potencia previo a la falla
[3] Calcular tensiones internas y angulos de par iniciales
[4] Calcular y Mostrar Ybarra ampliada previo a la falla
[5] Calcular y Mostrar Ybarra ampliada durante la falla
[6] Calcular y Mostrar Ybarra ampliada luego de librar la falla
[7] Ybarra prefalla reducida
[8] Ybarra durante la falla reducida
[9] Ybarra postfalla reducida
[10] Realizar soluciones a las ecuaciones de oscilacion
[11] Trazado de curvas para determinar tiempo critico de libramiento de falla
[12] Salir
-----

Indique la operacion : 8|

-----
Ybarra reducida durante la falla
-----

Tipo de falla:
[1] Falla en barra
[2] Falla a media linea

-----

Indique la operacion: 1

-----

Se debe de reducir las dimensiones de Ybarra durante la falla

-----

Barra fallada: 7

-----

Ingresar el numero de barras menos la barra a eliminar
Numero de barras a eliminar: 5

-----

```

```

Barras a eliminar
-----
Barra a eliminar: 4
Barra a eliminar: 5
Barra a eliminar: 6
Barra a eliminar: 7
Barra a eliminar: 8
-----
Barras a conservar
-----
Barra a conservar: 1
Barra a conservar: 2
fx Barra a conservar: 3

```

```

-----
Ybarra reducida durante la falla
-----
Yreduf =
0.6568 - 3.8160i  0.0000 + 0.0000i  0.0701 + 0.6306i
0.0000 + 0.0000i  0.0000 - 5.4855i  0.0000 + 0.0000i
0.0701 + 0.6306i  0.0000 + 0.0000i  0.1740 - 2.7959i
fx Presione <ENTER>

```

Figura 3.15 Matriz $[\bar{Y}_{barra}]$ reducida durante la falla.

Para realizar la reducción de la matriz $[\bar{Y}_{barra}]$ luego de librar la falla, se utiliza la opción 9, indicando de nuevo el tipo de liberación y las barras involucradas. En el caso de estudio, la liberación de la falla se realiza mediante la apertura de la línea 5-7, como se aprecia en la Figura 3.16.

```

Universidad de El Salvador
Facultad de Ingeniería y Arquitectura
Escuela de Ingeniería Electrica
Trabajo de Graduacion
Analisis y Simulacion de Estabilidad Transitoria en Sistemas Multimaquina
Programa para estudiar la estabilidad transitoria en sistemas de potencia utilizando metodos numericos
Realizado por: Cristian Antonio Aguilar Quintanilla
                Jose Manuel Hernandez Muñoz

```

MENU PRINCIPAL

```

-----
[1] Ingresas datos del sistema
[2] Ingresar datos del flujo de potencia previo a la falla
[3] Calcular tensiones internas y angulos de par iniciales
[4] Calcular y Mostrar Ybarra ampliada previo a la falla
[5] Calcular y Mostrar Ybarra ampliada durante la falla
[6] Calcular y Mostrar Ybarra ampliada luego de librar la falla
[7] Ybarra prefalla reducida
[8] Ybarra durante la falla reducida
[9] Ybarra postfalla reducida
[10] Realizar soluciones a las ecuaciones de oscilacion
[11] Trazado de curvas para determinar tiempo critico de libramiento de falla
[12] Salir
-----

```

Indique la operacion : 9

```

-----
Indique la operacion : 9
-----
Ybarra reducida postfalla
-----
Tipo de liberacion de falla
[1] Aislamiento de barra fallada
[2] Apertura de linea de transmision fallada
-----
Indique la operacion: 2
-----
Numero de barras a eliminar: 6
-----
Barras a eliminar
-----
Barra a eliminar: 4
Barra a eliminar: 5
Barra a eliminar: 6
Barra a eliminar: 7
Barra a eliminar: 8
Barra a eliminar: 9
-----
Barras a conservar
-----
Barra a conservar: 1
Barra a conservar: 2
Barra a conservar: 3
-----

Ybarra reducida posterior a la liberacion de la falla
-----

Yredup =

1.1386 - 2.2966i   0.1290 + 0.7063i   0.1824 + 1.0637i
0.1290 + 0.7063i   0.3745 - 2.0151i   0.1921 + 1.2067i
0.1824 + 1.0637i   0.1921 + 1.2067i   0.2691 - 2.3516i

fx Presione <ENTER>
-----

```

Figura 3.16 Matriz $[\bar{Y}_{barra}]$ reducida luego de librar la falla.

Hasta este punto se tienen ya guardados todos los datos del sistema para un análisis del comportamiento de las curvas de oscilación. Se selecciona la opción 10 y allí se ingresan los datos generales de tiempos e intervalos, luego es posible escoger cualquiera de los métodos numéricos indicados en el submenú de la opción 10, como se muestra en la Figura 3.17.

Universidad de El Salvador
Facultad de Ingenieria y Arquitectura
Escuela de Ingenieria Electrica
Trabajo de Graduacion
Analisis y Simulacion de Estabilidad Transitoria en Sistemas Multimaquina
Programa para estudiar la estabilidad transitoria en sistemas de potencia utilizando metodos numericos
Realizado por: Cristian Antonio Aguilar Quintanilla
Jose Manuel Hernandez Muñoz

MENU PRINCIPAL

- [1] Ingresas datos del sistema
 - [2] Ingresar datos del flujo de potencia previo a la falla
 - [3] Calcular tensiones internas y angulos de par iniciales
 - [4] Calcular y Mostrar Ybarra ampliada previo a la falla
 - [5] Calcular y Mostrar Ybarra ampliada durante la falla
 - [6] Calcular y Mostrar Ybarra ampliada luego de librar la falla
 - [7] Ybarra prefalla reducida
 - [8] Ybarra durante la falla reducida
 - [9] Ybarra postfalla reducida
 - [10] Realizar soluciones a las ecuaciones de oscilacion
 - [11] Trazado de curvas para determinar tiempo critico de libramiento de falla
 - [12] Salir
-

Indique la operacion : 10|

Indique la operacion : 10

Metodo de solucion de la ecuacion de oscilacion

- [1] Ingresar datos generales para graficar
 - [2] Punto a Punto
 - [3] Euler Modificado
 - [4] Runge-Kutta de 4to orden
 - [5] Regresar al menu principal
-

Indique la operacion : 1

Tiempo de estudio [s]: 2

Tiempo para liberacion de la falla [s]: 0.0833

Cantidad de intervalos: 10000|

Figura 3.17 Submenú para escoger el método de solución de las ecuaciones de oscilación e ingreso de datos generales.

3-3 Resolución aplicando el algoritmo Punto a Punto

Para la solución mediante el método Punto a Punto se muestran en la Figura 3.18.

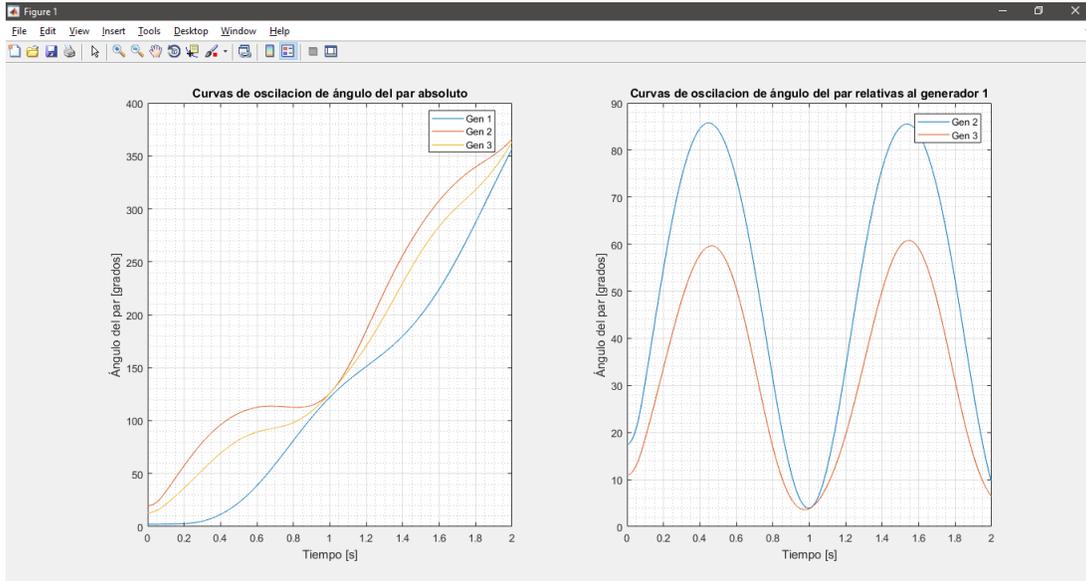


Figura 3.18 Curvas de oscilación de ángulo del par mediante método de Punto a Punto, para un tiempo de liberación de falla de 0.0833 s y usando 10000 iteraciones.

3-4 Resolución aplicando el algoritmo de Euler Modificado

Para la solución mediante el método de Euler Modificado se muestran en la Figura 3.19.

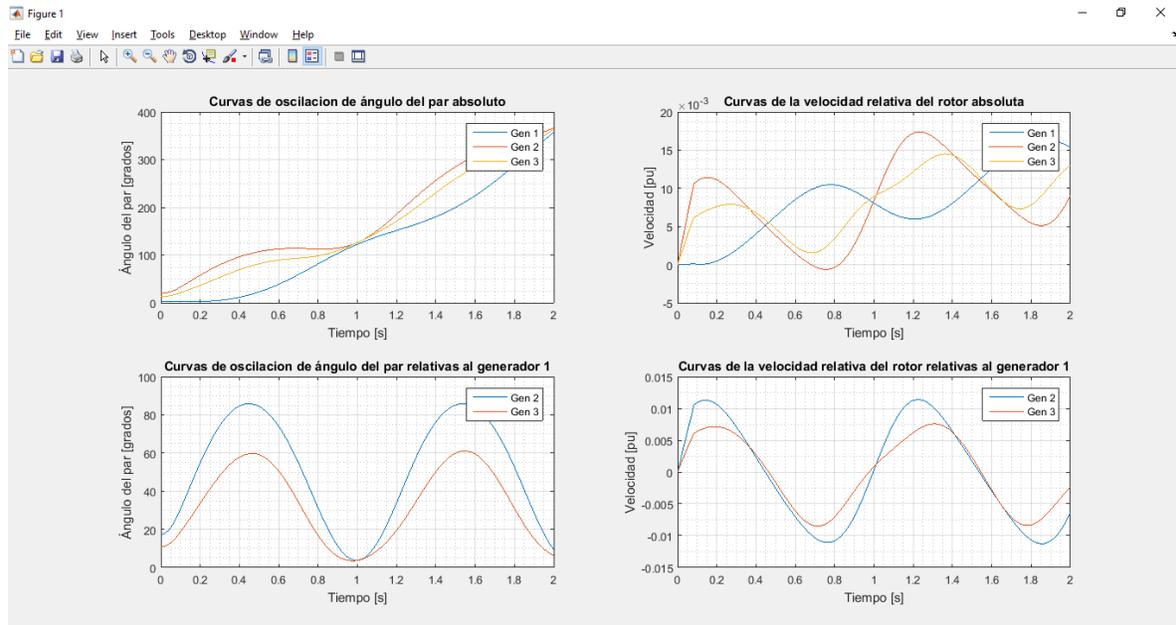


Figura 3.19 Curvas de oscilación de ángulo del par y velocidad relativa de los rotores mediante método de Euler Modificado, para un tiempo de liberación de falla de 0.0833 s y usando 10000 iteraciones.

3-5 Resolución aplicando el algoritmo de Runge-Kutta

Para la solución mediante el método de Runge-Kutta de cuarto orden se muestran en la Figura 3.20.

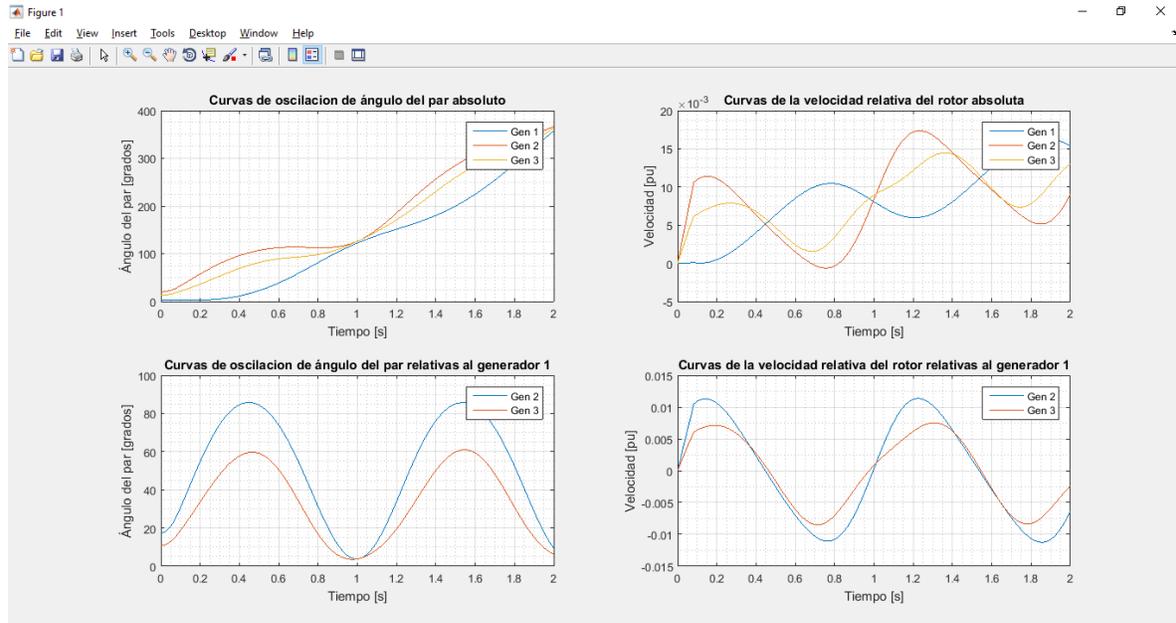


Figura 3.20 Curvas de oscilación de ángulo del par y velocidad relativa de los rotores mediante método de Runge-Kutta de cuarto orden, para un tiempo de liberación de falla de 0.0833 s y usando 10000 iteraciones.

A simple vista es imposible determinar cuál método es más exacto, por lo cual, para comprobar esto, se reduce la cantidad de iteraciones a 100, esto se aprecia en la Figura 3.21.

```
-----  
Metodo de solucion de la ecuacion de oscilacion  
[1] Ingresar datos generales para graficar  
[2] Punto a Punto  
[3] Euler Modificado  
[4] Runge-Kutta de 4to orden  
[5] Regresar al menu principal  
-----  
Indique la operacion : 1  
-----  
Tiempo de estudio [s]: 2  
Tiempo para liberacion de la falla [s]: 0.0833  
Cantidad de intervalos: 100
```

Figura 3.21 Reducción de cantidad de intervalos de iteración a 100.

Los resultados para esta reducción de iteraciones se muestran en las Figuras 3.22 y 3.23.

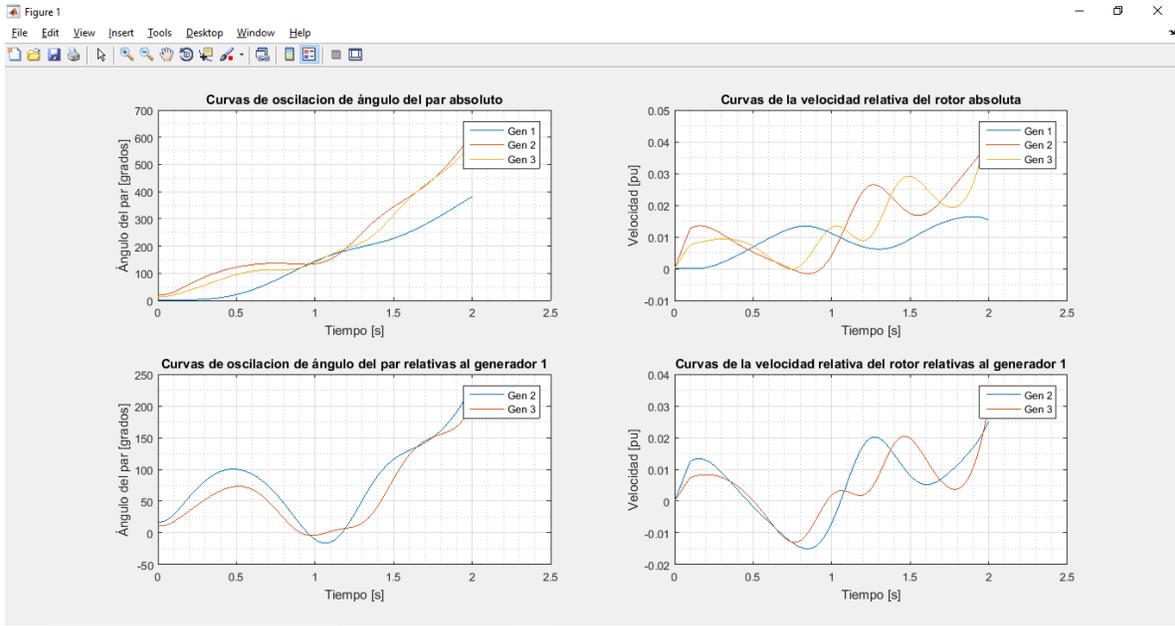


Figura 3.22 Curvas de oscilación de ángulo del par y velocidad relativa de los rotores mediante método de Euler Modificado, para un tiempo de liberación de falla de 0.0833 s y usando 100 iteraciones.

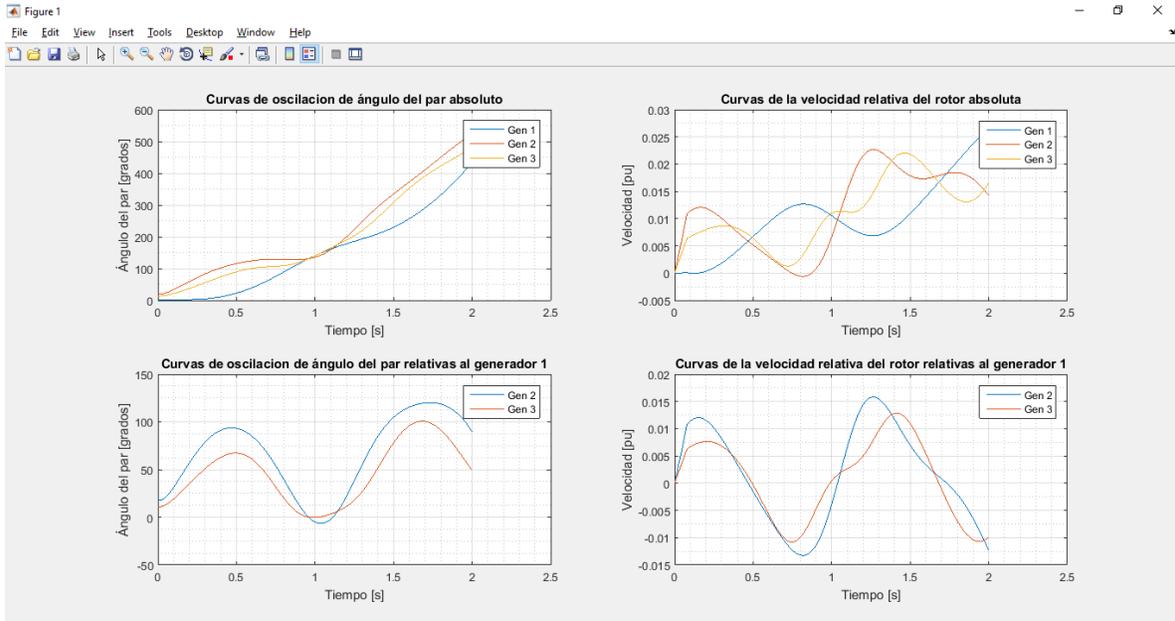


Figura 3.23 Curvas de oscilación de ángulo del par y velocidad relativa de los rotores mediante método de Runge-Kutta de cuarto orden, para un tiempo de liberación de falla de 0.0833 s y usando 100 iteraciones.

Al comparar los resultados de las Figuras 3.22 y 3.23 se puede apreciar que el método de Runge-Kutta de cuarto orden tienen una mayor velocidad de convergencia para la solución de las ecuaciones de oscilación, llevando los resultados más cerca a los obtenidos en las Figuras 3.19 o 3.20.

3-6 Análisis de libramiento de fallas para diversos tiempos.

Al realizar el análisis en diversos tiempos de libramiento se puede observar el comportamiento de los ángulos de par de los generadores y de manera graficar aproximar el tiempo critico de libramiento de falla.

Para esto se utiliza la opción 11 de la interfaz, la cual requiere que se ingrese un tiempo para realizar el estudio de estabilidad, un tiempo inferior y uno superior de libramiento, así el programa internamente crea un incremento en los tiempos de libramiento de 10% de la diferencia del límite superior e inferior, así se muestran simultáneamente los comportamientos de los ángulos para los diferentes tiempos de libramiento. Esto se aprecia en la Figura 3.24.

```
-----  
MENU PRINCIPAL  
-----  
[1] Ingresas datos del sistema  
[2] Ingresar datos del flujo de potencia previo a la falla  
[3] Calcular tensiones internas y angulos de par iniciales  
[4] Calcular y Mostrar Ybarra ampliada previo a la falla  
[5] Calcular y Mostrar Ybarra ampliada durante la falla  
[6] Calcular y Mostrar Ybarra ampliada luego de librar la falla  
[7] Ybarra prefalla reducida  
[8] Ybarra durante la falla reducida  
[9] Ybarra postfalla reducida  
[10] Realizar soluciones a las ecuaciones de oscilacion  
[11] Trazado de curvas para determinar tiempo critico de libramiento de falla  
[12] Salir  
-----  
Indique la operacion : 11  
-----  
Determinacion Grafica del Tiempo Critico de Libramiento  
Tiempo de estudio [s]: 2  
Tiempo de libramiento inferior [s]: 0.1  
Tiempo de libramiento superior [s]: 0.2
```

Figura 3.24 Ingreso de datos para realizar análisis de tiempos de libramiento de falla.

Inicialmente se escoge como límite inferior 0.1 s y límite superior 0.2 s, para un tiempo de análisis de 2 s. Esto se aprecia en la Figura 3.25.

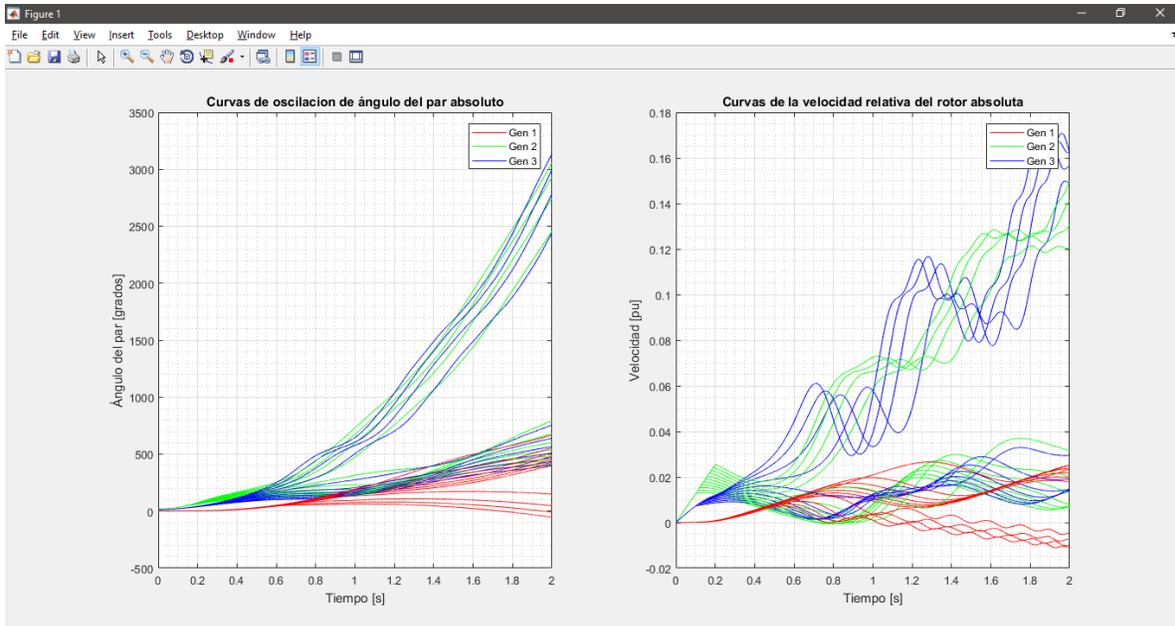


Figura 3.25 Simulación de curvas de oscilación para distintos tiempos de libramiento.

Al análisis estas curvas es fácil determinar el tiempo crítico de libramiento de la falla para no perder la estabilidad del sistema. Para tener una mejor visualización de los resultados se repite el mismo procedimiento, pero aumentado el tiempo de estudio a 10 s, esto se muestra en la Figura 3.26.

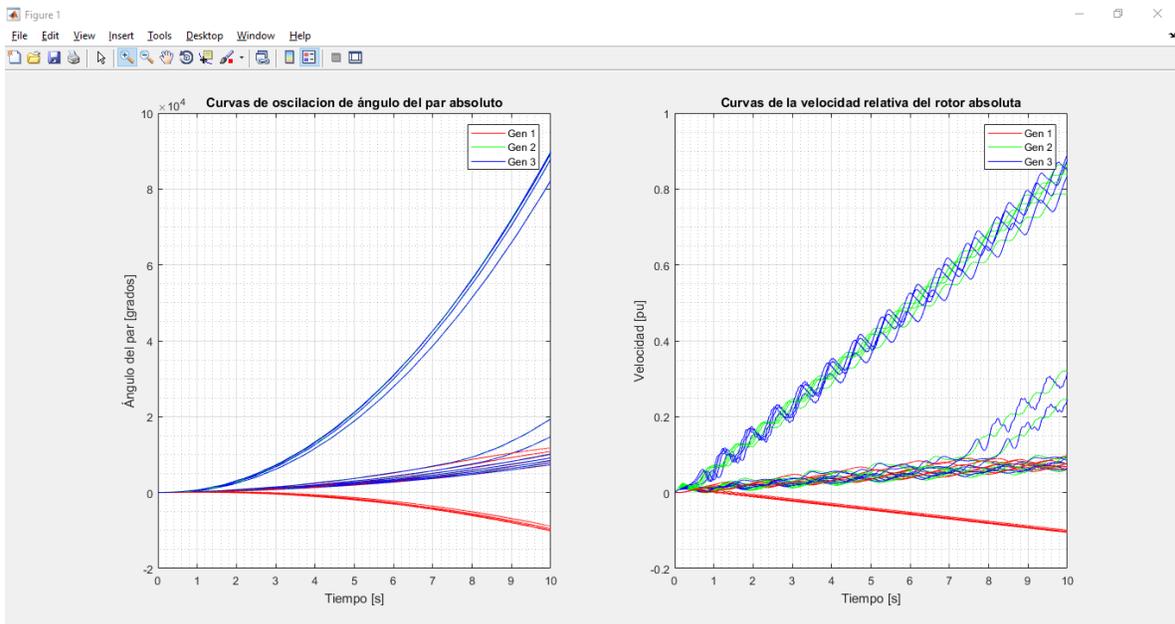


Figura 3.26 Simulación de las curvas de oscilación con un tiempo de estudio de 10 s, con tiempos de libramiento desde 0.1 s a 0.2 s.

Se puede visualizar que a diferencia de la Figura 3.25, en la Figura 3.26 para un tiempo de liberación de 0.15 s existe pérdida de estabilidad, por lo cual, se justifica el hecho de ampliar el tiempo de estudio a 10 s.

De los resultados mostrados en la Figura 3.26 se tiene que el tiempo crítico esta entre 0.14 s (estable) y 0.15 s (inestable). Al realizar una inspección grafica estudiando solo entre 0.14 s y 0.15 s (Figura 3.27), se puede aproximar que el tiempo crítico de liberación de la falla es de 0.145 s, una simulación para este tiempo de liberación se muestra en la Figura 3.28.

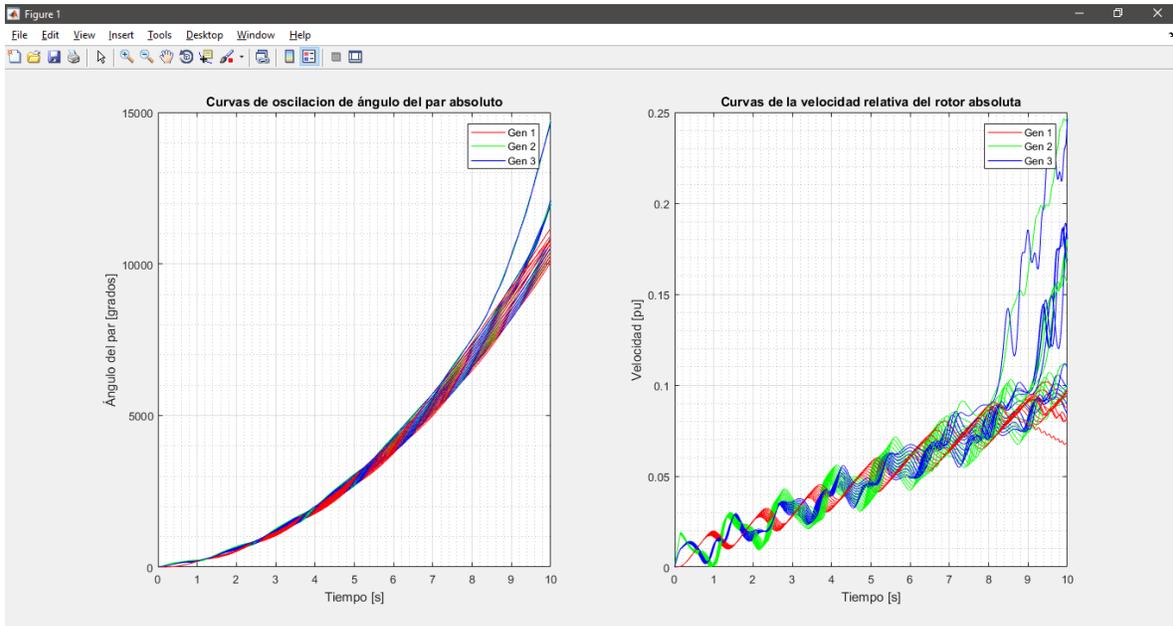


Figura 3.27 Simulación de las curvas de oscilación con un tiempo de estudio de 10 s, con tiempos de libramiento desde 0.14 s a 0.15 s.

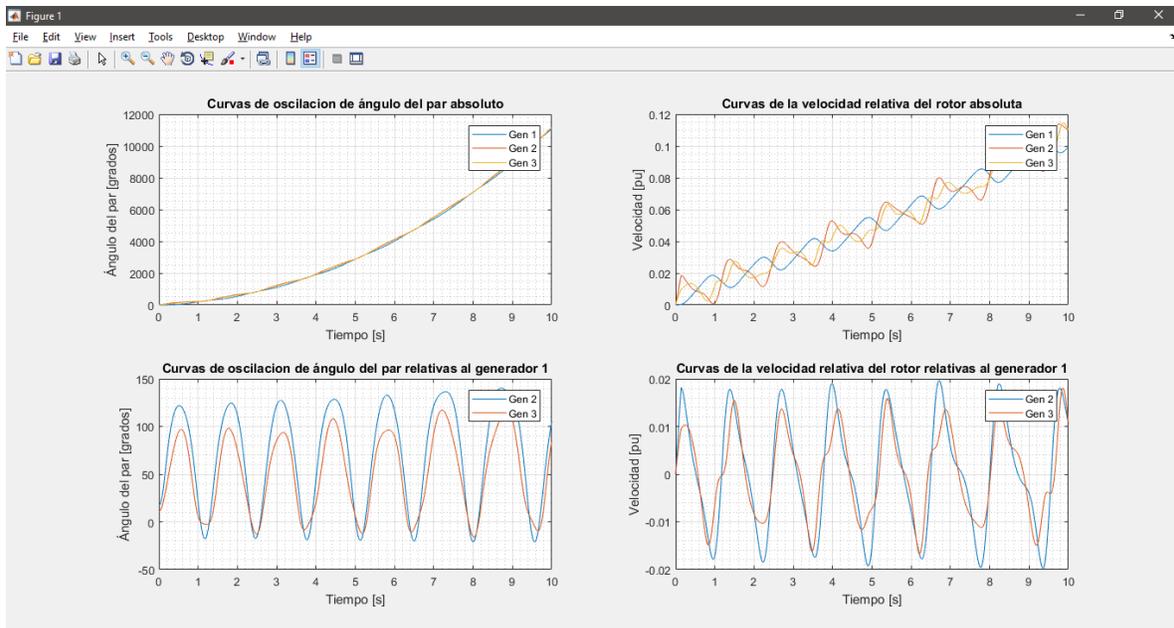


Figura 3.28 Curvas de oscilación de ángulo del par para el tiempo crítico de libramiento de falla, en 0.145 s.

3-7 Análisis para liberación de fallas en otras barras del sistema IEEE WSCC

Se realizaron estudios de libramiento de fallas, al producirse fallas en dos puntos de interés en el sistema de transmisión:

- El más lejano al generador de mayor inercia. La barra 8, simulando una falla al final del extremo de la línea 8-7. Ver Figura 3.29.
- El más cercano al generador de mayor inercia. La barra 4, simulando una falla al final de extremos de la línea 5-4. Ver Figura 3.30.

Se realiza una prueba para 5 ciclos de la frecuencia síncrona (0.0833 s), para el tiempo de libramiento de la falla.

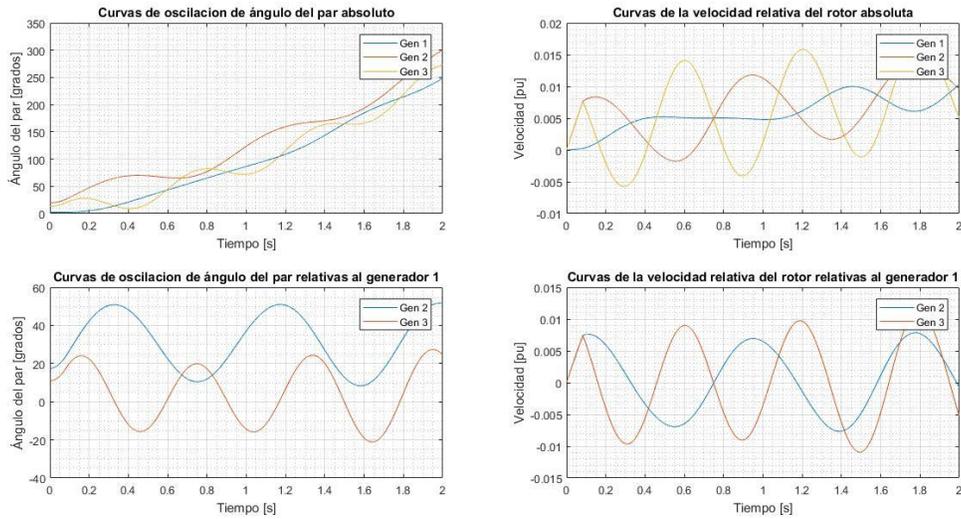


Figura 3.29 Curvas de oscilación de ángulo del par y velocidad relativa de los rotores para una falla en la línea 8-7 cerca de la barra 8, para un tiempo de libramiento de falla de 0.0833 s.

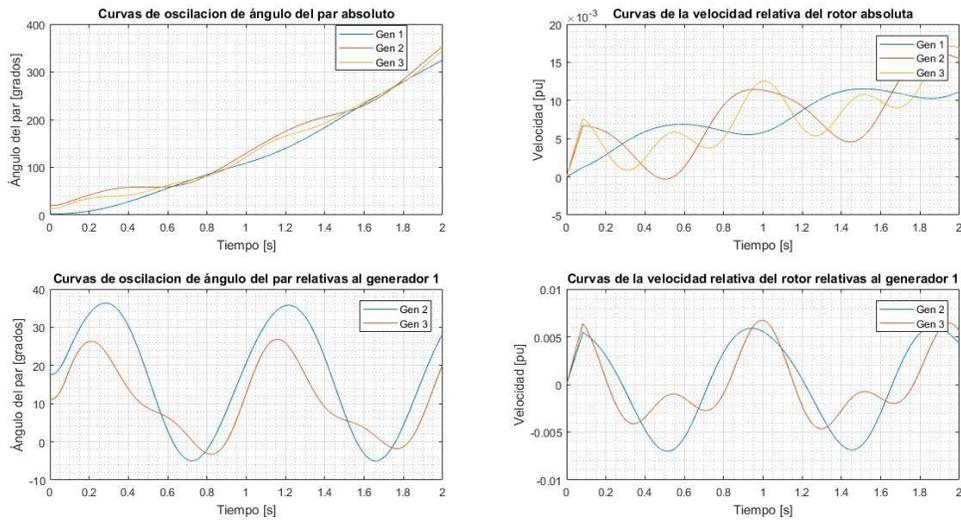


Figura 3.30 Curvas de oscilación de ángulo del par y velocidad relativa de los rotores para una falla en la línea 5-4 cerca de la barra 4, para un tiempo de libramiento de falla de 0.0833 s.

Es apreciable que, para estos dos casos, una falla librada a 0.0833 s en cualquiera de las dos barras falladas, producirá que el sistema siga estando estable.

**CAPÍTULO 4. APLICACIÓN DE SIMULINK PARA UN
SISTEMA DE POTENCIA AFECTADO POR UNA FALLA
TRANSITORIA**

4-1 Modelos de Simulink para los componentes del sistema

Para la implementación del modelo de sistema de potencia en Simulink, se han utilizado bloques de las librerías *Continuous*, *Math Operations*, *Ports & Subsystems*, *Signal Routing*, *Sinks*, *Sources*. Se presenta una descripción breve de cada bloque utilizado.

- *Integrator*. Realiza la integración de la señal de entrada que debe de ser de tiempo continuo.
- *Add*. Suma o resta las señales de entrada. Se debe especificar el signo que precederá a cada señal de entrada, así como la cantidad de entradas.
- *Complex to Real-Imag*. Realiza la separación de una variable compleja a su entrada y en su salida extrae la magnitud y el ángulo de fase en radianes.
- *Gain*. Realiza la multiplicación de la señal de entrada por una constante que se le designa al diagrama de bloque y a su salida se muestra la misma señal amplificada o atenuada.
- *Magnitude-Angle to Complex*. Recibe en sus dos entradas valores correspondientes a la magnitud y el ángulo de fase en radianes de una variable compleja y a su salida regresa la variable compleja.
- *Math Function*. Posee un conjunto de funciones matemáticas entre las cuales están funciones logarítmicas, exponenciales, de potencia; además, operadores complejos como magnitud y conjugado de un complejo. Cuando la función tiene más de un argumento, el primer argumento corresponde al puerto de entrada superior o izquierdo.
- *Product*. Realiza la multiplicación o división de las señales de entrada. Se debe especificar la operación a realizar a cada entrada respecto a la anterior mediante * o /.
- *Subtract*. Suma o resta las señales de entrada. Se debe especificar el signo que precederá a cada señal de entrada, así como la cantidad de entradas.
- *In*. Proporciona un puerto de entrada para un subsistema o modelo.
- *Out*. Proporciona un puerto de salida para un subsistema o modelo.
- *Subsystem*. Representa un sistema dentro de otro sistema. Contiene un subconjunto de bloques o código dentro de un modelo o sistema general.
- *From*. Recibe señales del bloque Goto con la etiqueta especificada. Permite visualizar la el bloque Goto con la que se encuentra enlazada.
- *Goto*. Envía señales a los bloques From que tengan la etiqueta especificada. Permite visualizar a cuantos bloques From esta enlazada.
- *Mux*. Realiza la recepción de varias señales y las transporta en un mismo canal.
- *Switch*. Cuenta con tres entradas, designadas como u1, u2 y u3. Las entradas están numeradas de arriba abajo (o de izquierda a derecha). Los puertos u1 y u3 son para entradas de señales de datos, el puerto u2 es de control. Se establece un valor de Umbral (*Threshold*), que recibe la señal de control u2, cuando $u2 \geq \text{Threshold}$, $u2 > \text{Threshold}$ o $u2 \sim 0$, la señal el Switch deja pasar la señal que se encuentra en el puerto u1, en caso contrario, pasa la señal en el puerto u3.
- *Scope*. Muestra las señales generadas durante la simulación que han sido introducidas a la entrada del bloque.
- *Clock*. Salida del tiempo de simulación actual, usado como señal de control.
- *Constant*. Es un bloque de salida para la constante especificada como *Constant value*.

En la Figura 4.1 se muestran todos los bloques descritos anteriormente.

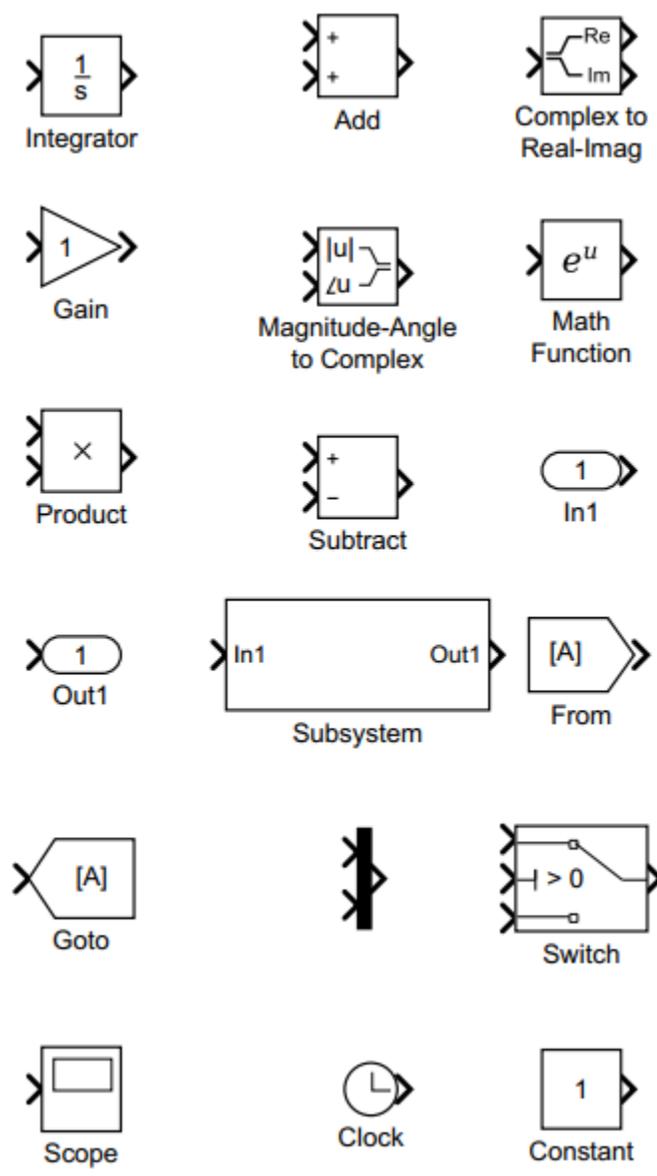


Figura 4.1 Bloques de Simulink usados en el modelo del sistema de potencia.

4-2 Simulación del sistema bajo estudio

El sistema de potencia previamente descrito en el capítulo 3, se vuelve a presentar en la Figura 4.2, con el agregado que se especifica en el diagrama la localización de la falla. Se ha simulado el modelo matemático dado anteriormente en el capítulo 1.

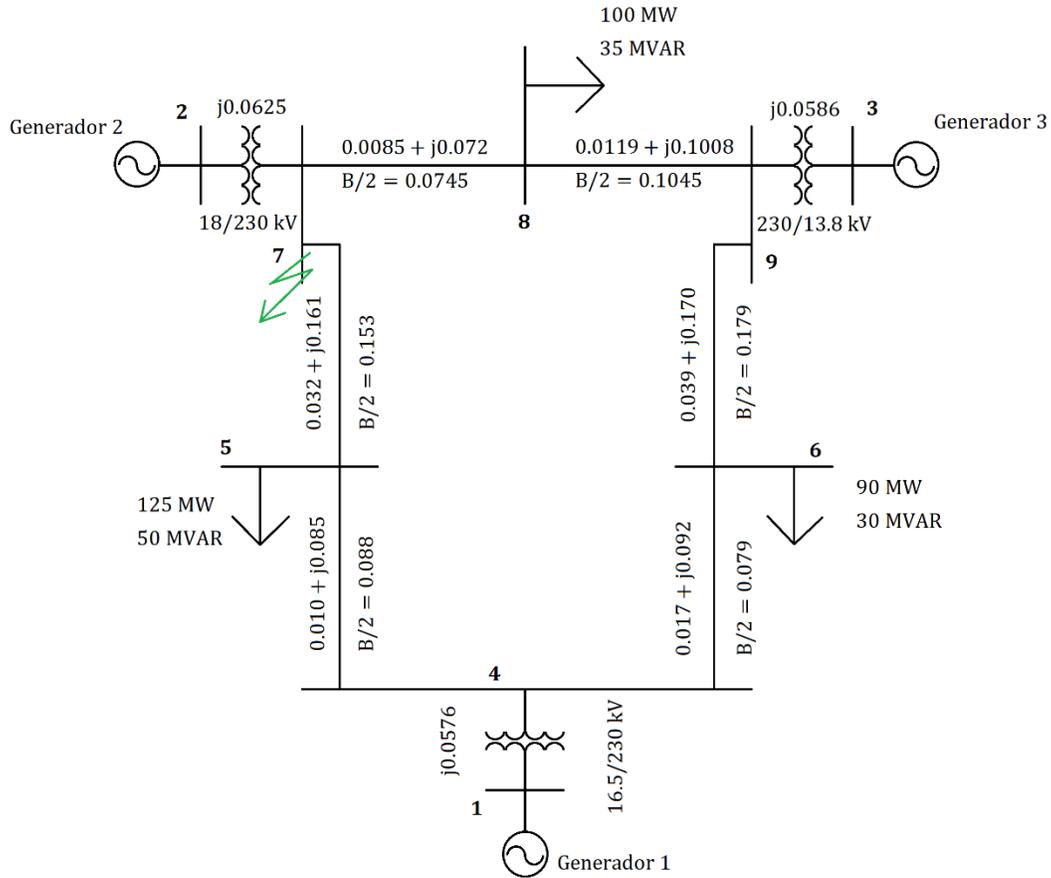


Figura 4.2 Sistema IEEE WSCC de 3 máquinas síncronas, 9 barras. Todas las impedancias están dadas en pu en una base de 100 MVA y 230 kV [1].

El modelo general se presenta en la Figura 4.3, este se ha desarrollado mediante diversos diagramas de bloques para representar el sistema WSCC para el estudio de estabilidad transitoria. Los subsistemas tienen la función de calcular el valor de las potencias eléctricas de salida para los generadores; el modelo también facilita los cambios en la elección del subsistema adecuado para cuando la falla ha sido librada. El modelo se ejecuta desde la línea de comandos de MATLAB desde un programa de archivos .m llamado *Datos_Simulink.m* que se encuentra en el Anexo A6, el cual contiene los modelos de admitancias de barra durante y posterior a la liberación de la falla, los parámetros de los generadores y permite decidir en tiempo de ejecución el tiempo de libramiento de falla.

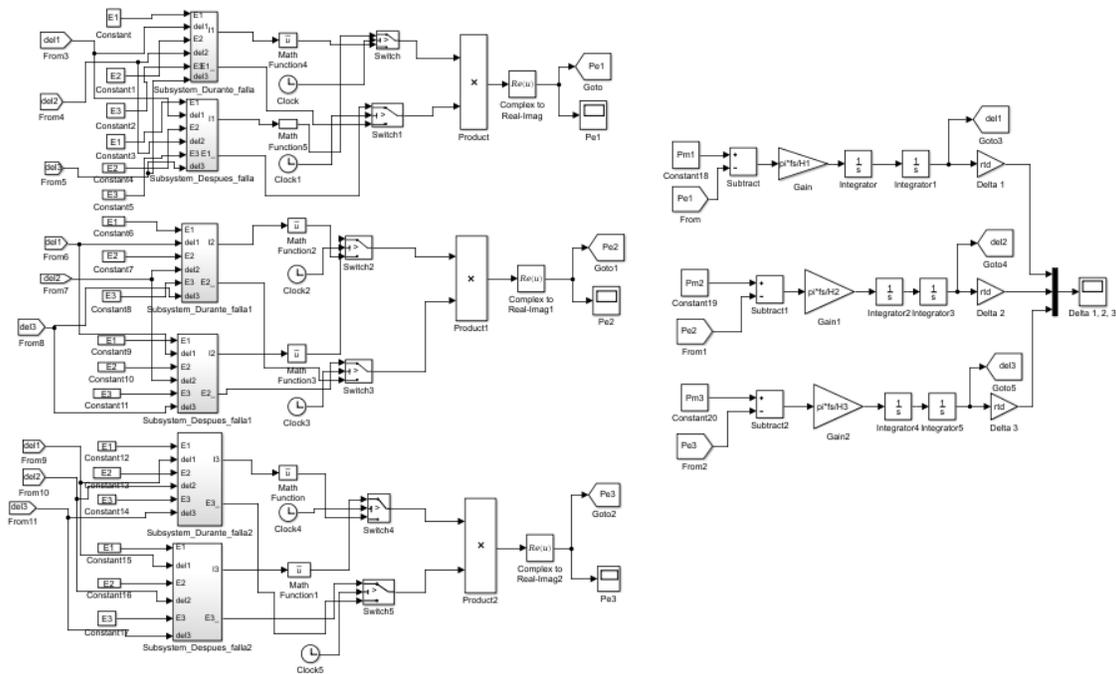


Figura 4.3 Modelo clásico completo para el estudio de estabilidad transitoria para el sistema WSCC.

Para la simulación, los bloques *Sustract*, *Sustract1* y *Sustract2* dan los valores de las potencias de aceleración $Pa1$, $Pa2$ y $Pa3$. Los bloques de ganancia *Gain*, *Gain1* y *Gain2* realizan la multiplicación de las potencias de aceleración por los constantes $f*pi/H$ para cada generador. Los dos integradores posteriores a cada bloque de ganancia realizan la solución de cada ecuación de oscilación, teniendo a su salida los ángulos del par de cada generador, pero el resultado lo entrega en radianes eléctricos, por lo cual, a cada una de las salidas del segundo integrador de izquierda a derecha se la agrega un bloque de ganancia que realiza la conversión de radianes a grados (usando la constante rtd que se carga del archivo *.m*), estos son los bloques *Delta 1*, *Delta 2* y *Delta 3*.

En las Figuras 4.4, 4.5 y 4.6 se muestran los modelos para el cálculo de la potencia eléctrica de los generadores 1, 2 y 3, respectivamente; estos utilizan dos subsistemas para condición de falla y posterior a la liberación a la falla, respectivamente. Los interruptores se usan para alternar entre condiciones de falla y posterior a la liberación de la falla para cada máquina y sus valores de umbral se ajustan al tiempo de liberación de la falla (tcl), el cual lo solicita el archivo *.m* al cargar los datos.

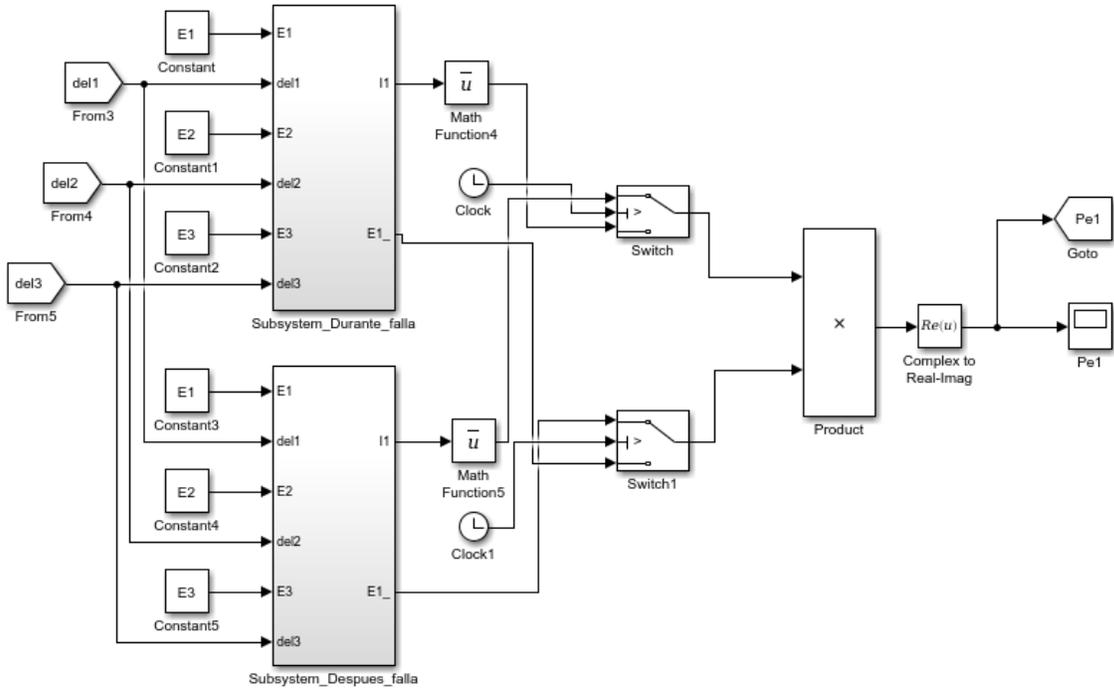


Figura 4.4 Modelo del sistema para el cálculo de potencia eléctrica de salida del Generador 1.

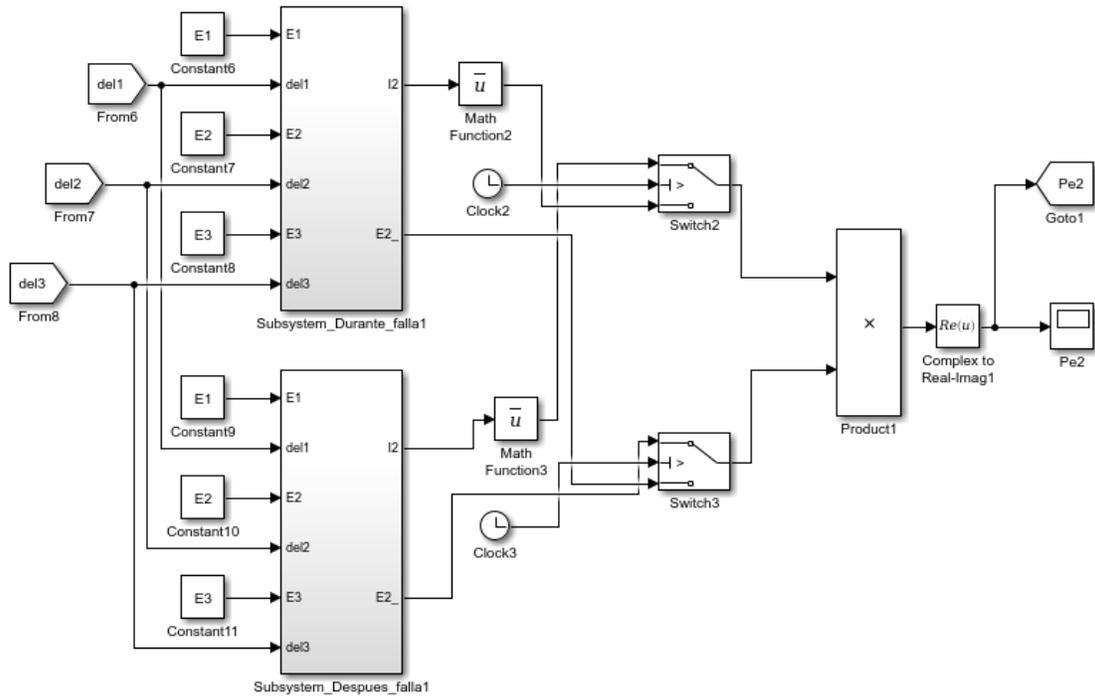


Figura 4.5 Modelo del sistema para el cálculo de potencia eléctrica de salida del Generador 2.

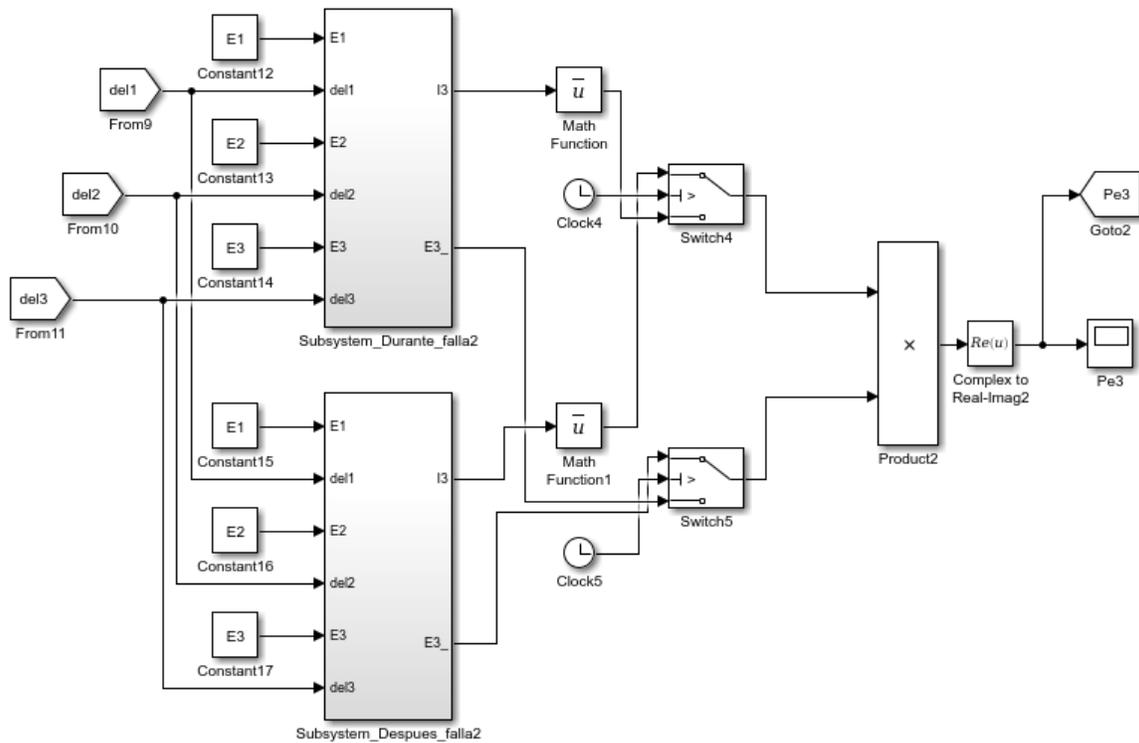


Figura 4.6 Modelo del sistema para el cálculo de potencia eléctrica de salida del Generador 3.

La potencia eléctrica $Pe1$ se calcula utilizando dos subsistemas *Subsystem_Durante_falla* y *Subsystem_Despues_falla*. El diagrama detallado para el *Subsystem_Durante_falla* se muestra en la Figura 4.7, este tiene dos salidas:

1. Tensión compleja $E1 \angle \delta 1$.
2. Corriente del generador $I1$ que es igual a $E1 \angle \delta 1 \times Ydf(1,1) + E2 \angle \delta 2 \times Ydf(1,2) + E3 \angle \delta 3 \times Ydf(1,3)$.

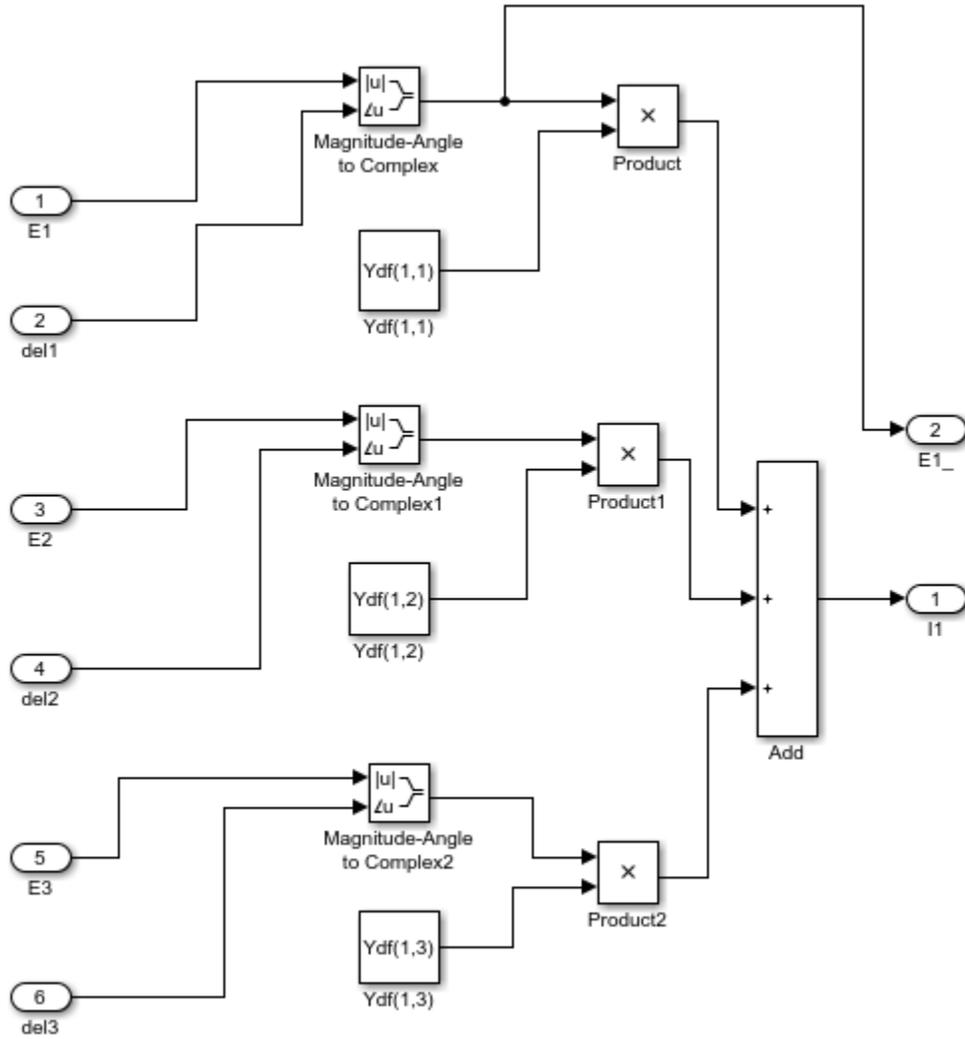


Figura 4.7 Subsistema para el cálculo de la potencia eléctrica de salida del generador 1 durante la falla.

El diagrama detallado para el *Subsystem_Despues_falla* se muestra en la Figura 4.8, este tiene dos salidas:

1. Tensión compleja $E1\angle\delta1$.
2. Corriente del generador I_1 que es igual a $E1\angle\delta1 \times Ypf(1,1) + E2\angle\delta2 \times Ypf(1,2) + E3\angle\delta3 \times Ypf(1,3)$.

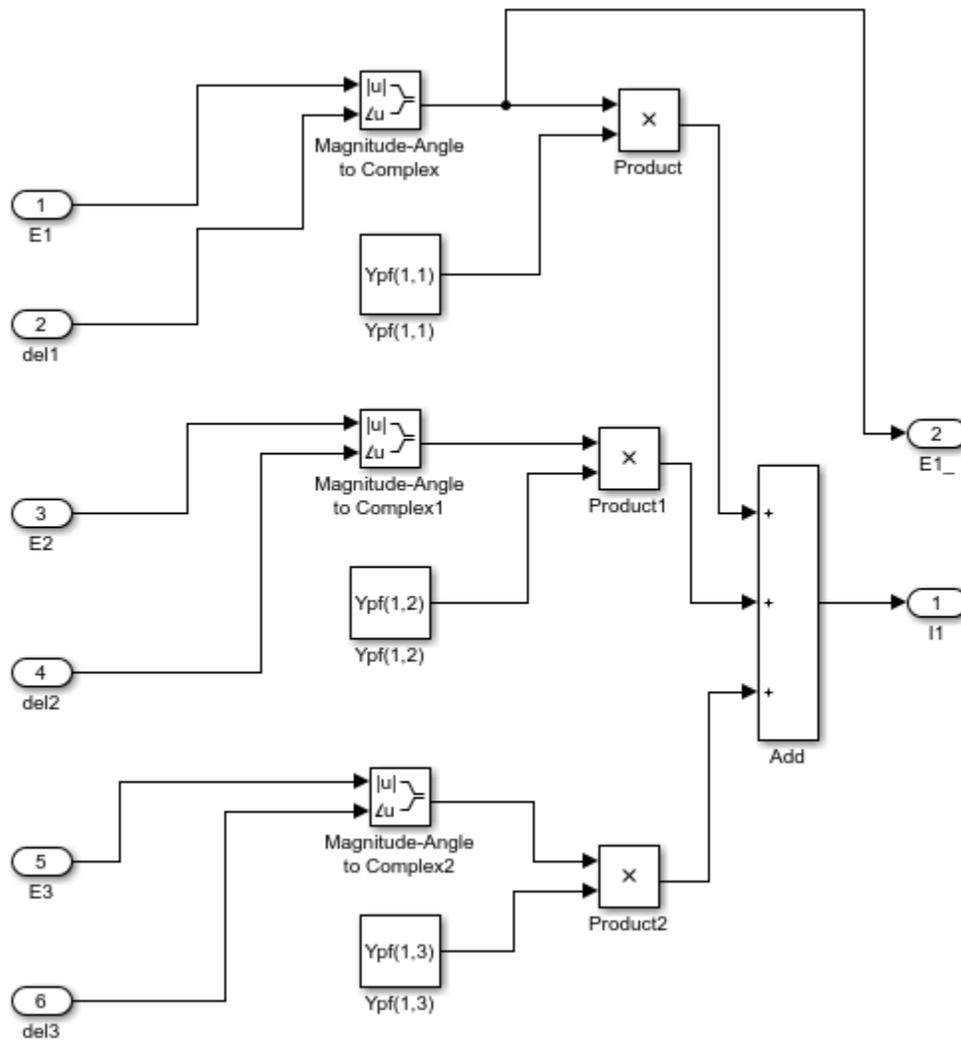


Figura 4.8 Subsistema para el cálculo de la potencia eléctrica de salida del generador 1 después de liberar la falla.

Para los generadores 2 y 3 se tienen subsistemas similares.

4-3 Resultados de la simulación

El modelo de Simulink se ejecutó para analizar la estabilidad transitoria del sistema de potencia como se muestra en la Figura 4.2. Simulink cuenta con métodos más sofisticados que el de Runge-Kutta de 4to orden, por lo cual, se utiliza esa propiedad ventajosa y se usa un método automático de solución para las ecuaciones diferenciales. Al igual que en el capítulo 3, se utilizó el tiempo de libramiento de falla proporcionado por la referencia [1], de 0.0833 s, el cual se carga como dato al ejecutar el archivo *Datos_Simulink.m* en la línea de comandos de MATLAB. Así $t_c=0.0833$ s y los resultados se muestran en la Figura 4.9.

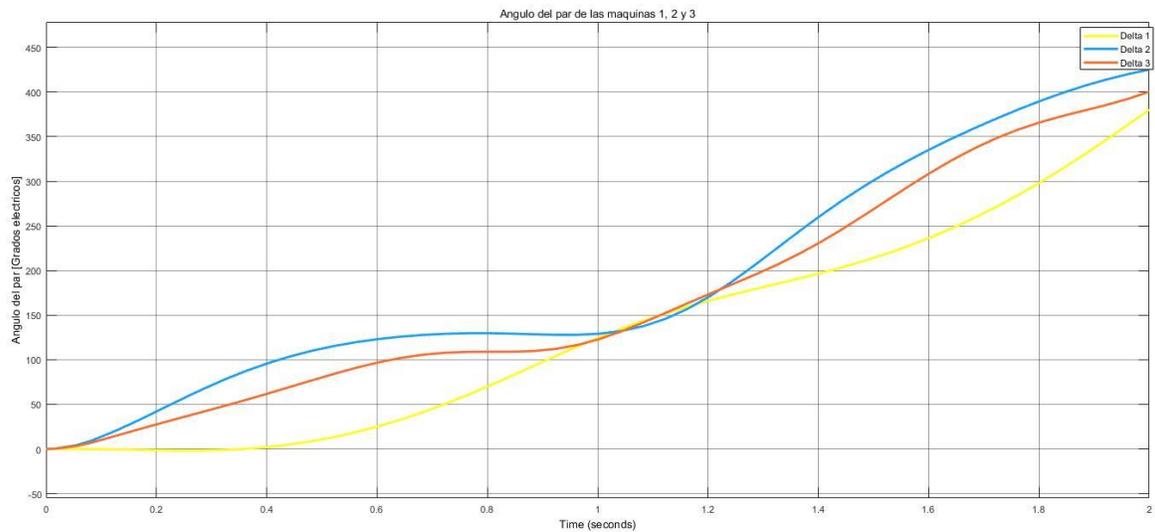


Figura 4.9 Resultados de las curvas de oscilación mediante de la simulación en Simulink para un tiempo de libramiento de falla de 0.0833 s.

Al analizar los resultados de la Figura 4.9, se puede apreciar que el sistema de potencia es estable luego de liberar la falla 0.0833 s luego de ocurrida la misma.

Se realizan pruebas para diferentes valores del tiempo de liberación de la falla, con la finalidad de encontrar cual es el tiempo critico de libramiento de la falla, en base a los resultados de las pruebas realizadas en la interfaz.

Se realizaron pruebas para tiempos de libramiento de falla en 0.1 s, 0.11 s, 0.12 s, 0.13 s, 0.14 s, 0.15 y 0.16 s; estos resultados se presentan en las Figuras 4.10, 4.11, 4.12, 4.13, 4.14, 4.15 y 4.16 respectivamente.

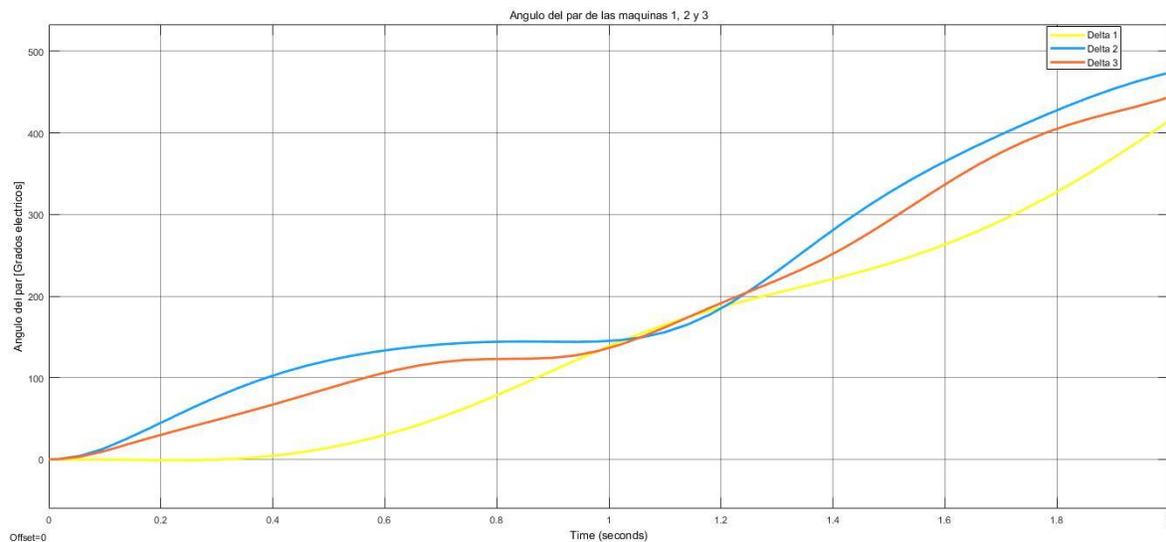


Figura 4.10 Resultados de las curvas de oscilación mediante de la simulación en Simulink para un tiempo de libramiento de falla de 0.1 s.

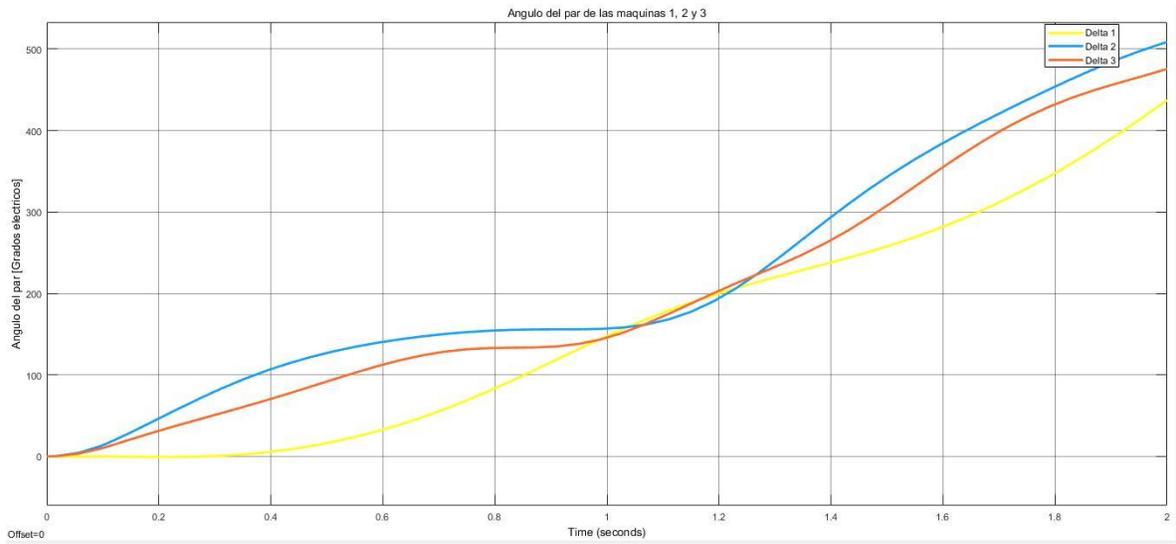


Figura 4.11 Resultados de las curvas de oscilación mediante de la simulación en Simulink para un tiempo de libramiento de falla de 0.11 s.

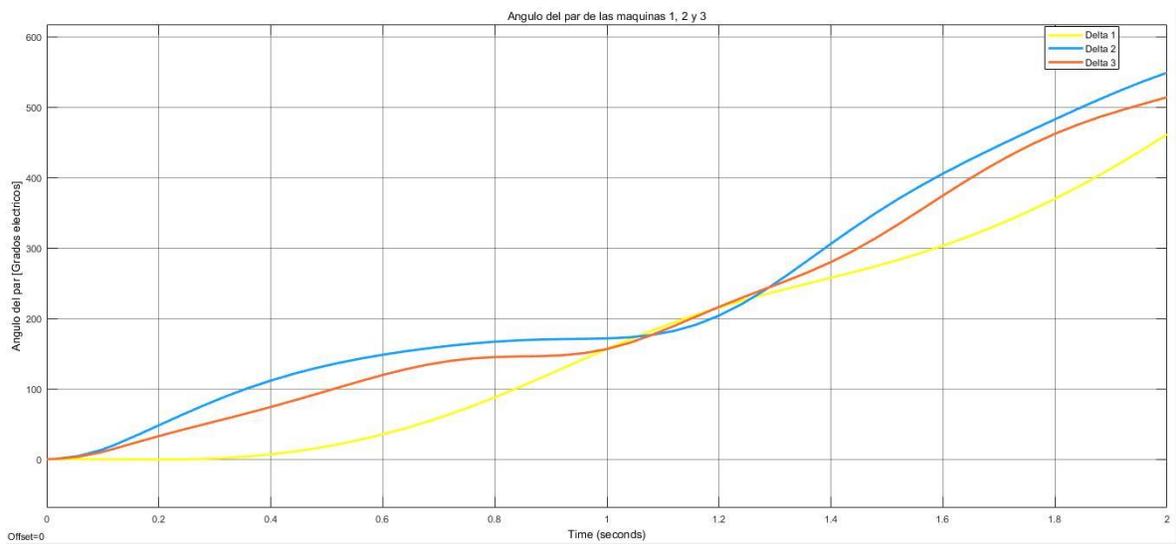


Figura 4.12 Resultados de las curvas de oscilación mediante de la simulación en Simulink para un tiempo de libramiento de falla de 0.12 s.

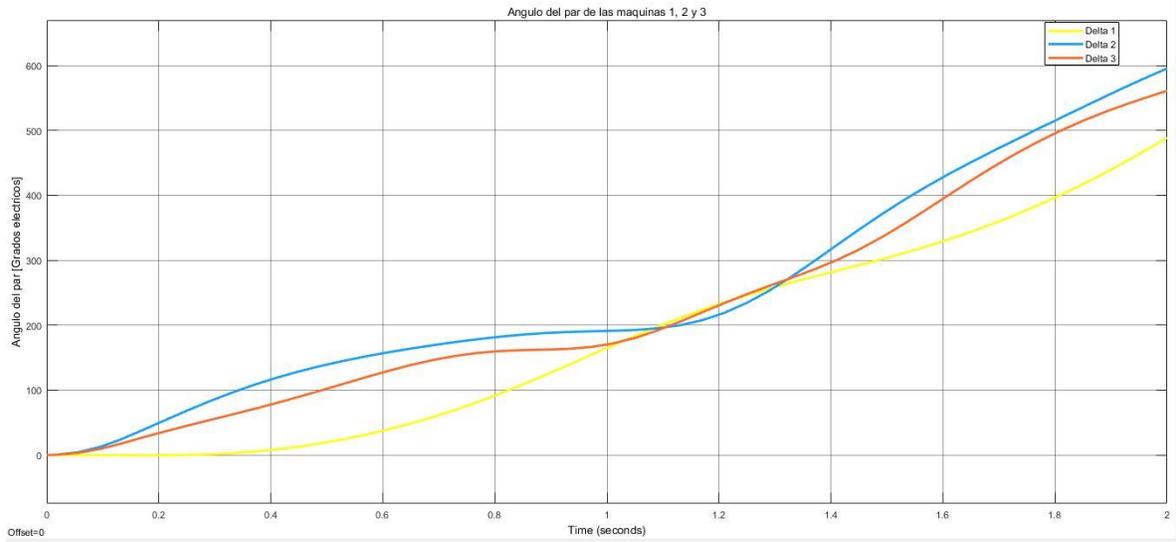


Figura 4.13 Resultados de las curvas de oscilación mediante de la simulación en Simulink para un tiempo de libramiento de falla de 0.13 s.

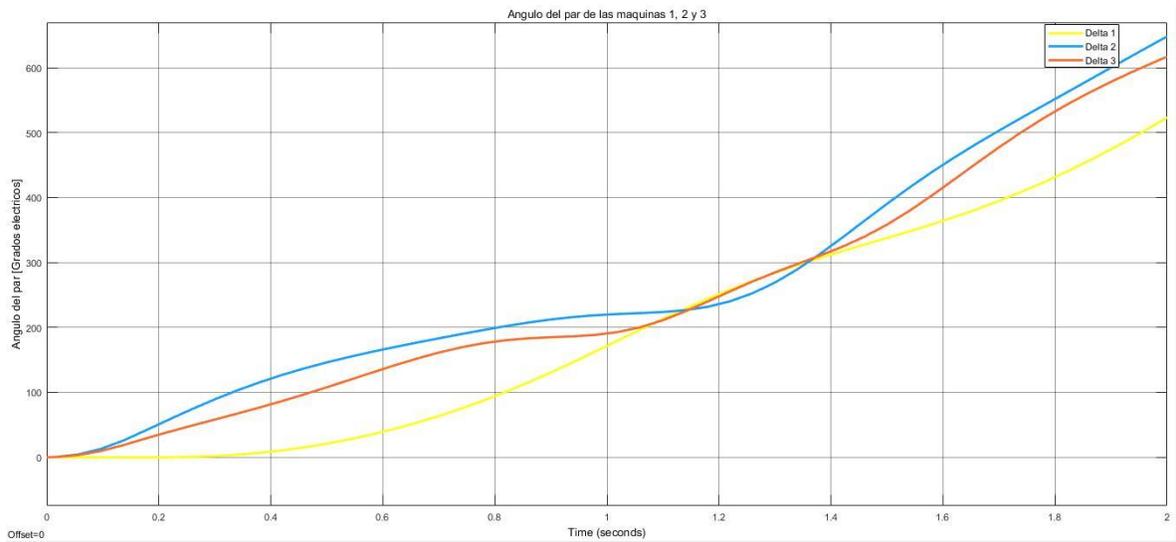


Figura 4.14 Resultados de las curvas de oscilación mediante de la simulación en Simulink para un tiempo de libramiento de falla de 0.14 s.

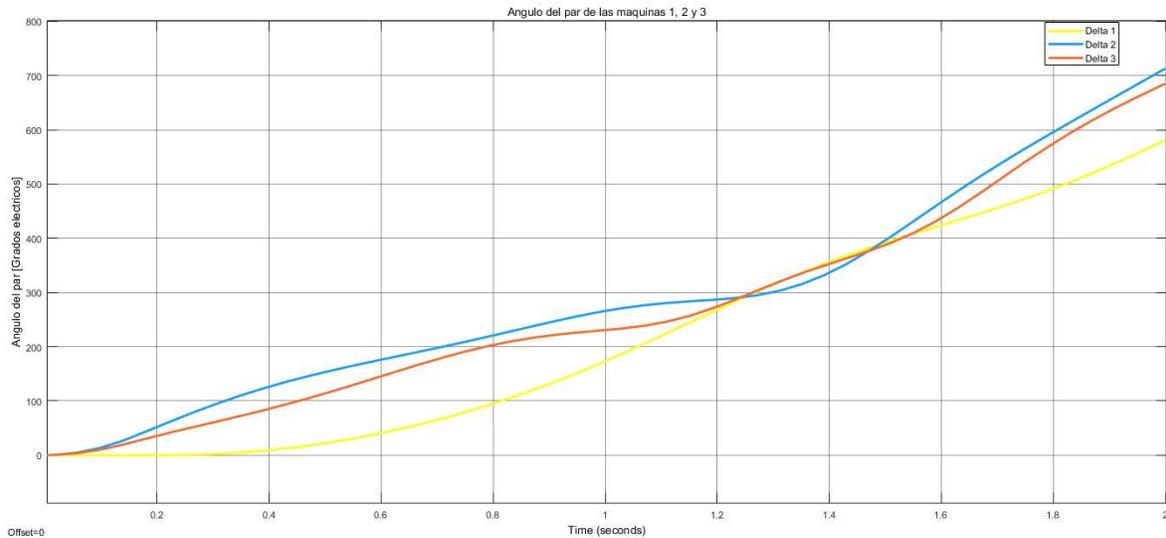


Figura 4.15 Resultados de las curvas de oscilación mediante de la simulación en Simulink para un tiempo de libramiento de falla de 0.15 s.

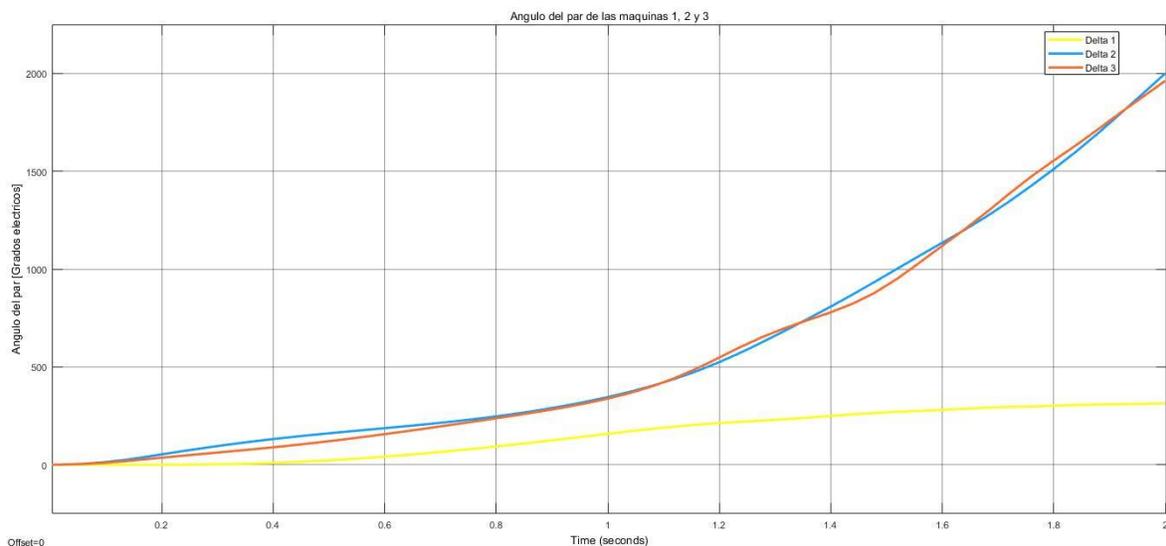


Figura 4.16 Resultados de las curvas de oscilación mediante de la simulación en Simulink para un tiempo de libramiento de falla de 0.16 s.

En la Figura 4.16 se claramente notorio que para un tiempo de libramiento de 0.16 s, las máquinas 2 y 3 se han separado de manera extrema de la máquina 1, por lo cual, el sistema ya es inestable.

Es posible apreciar que entre 0.15 y 0.16 s en los tiempos de libramiento, las diferencias angulares respecto a la máquina 1 se incrementan de manera significativa, por lo que se puede prescindir que el tiempo critico de libramiento de falla se encuentra entre esos dos tiempos, ya que en 0.16 s el sistema ya es inestable.

Se realizan simulaciones para distintos tiempos de libramiento de falla y se obtiene que el tiempo critico de libramiento de falla es de 0.154 s, las curvas de oscilación para este tiempo de libramiento

se presentan en la Figura 4.17. Se analizo para un tiempo de libramiento de 0.155 s y se comprueba que el sistema se vuelve inestable, esto se muestra en la Figura 4.18.

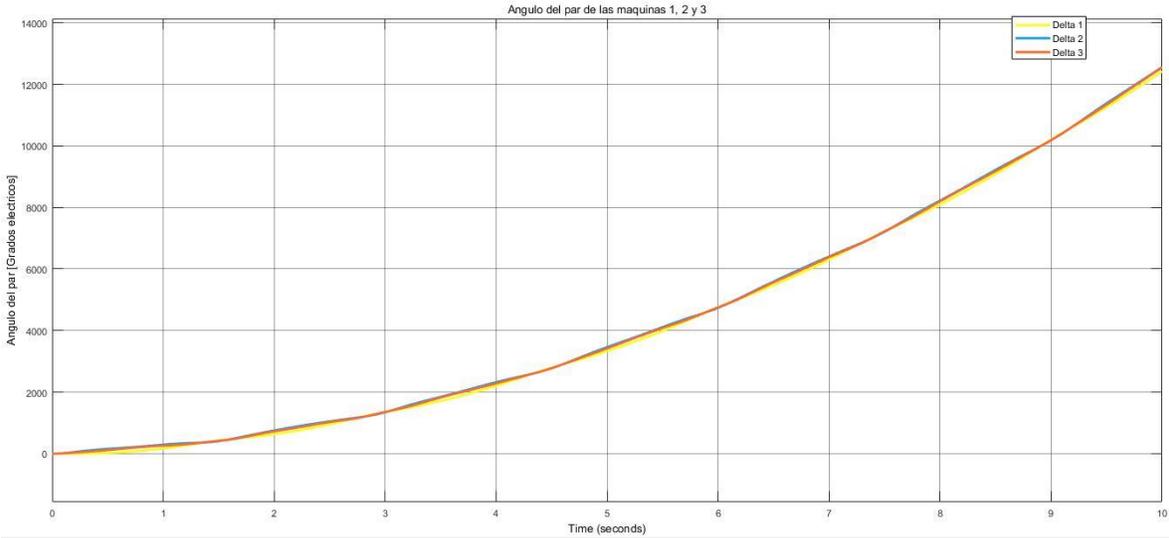


Figura 4.17 Resultados de las curvas de oscilación mediante de la simulación en Simulink para el tiempo critico de libramiento de falla de 0.154 s.

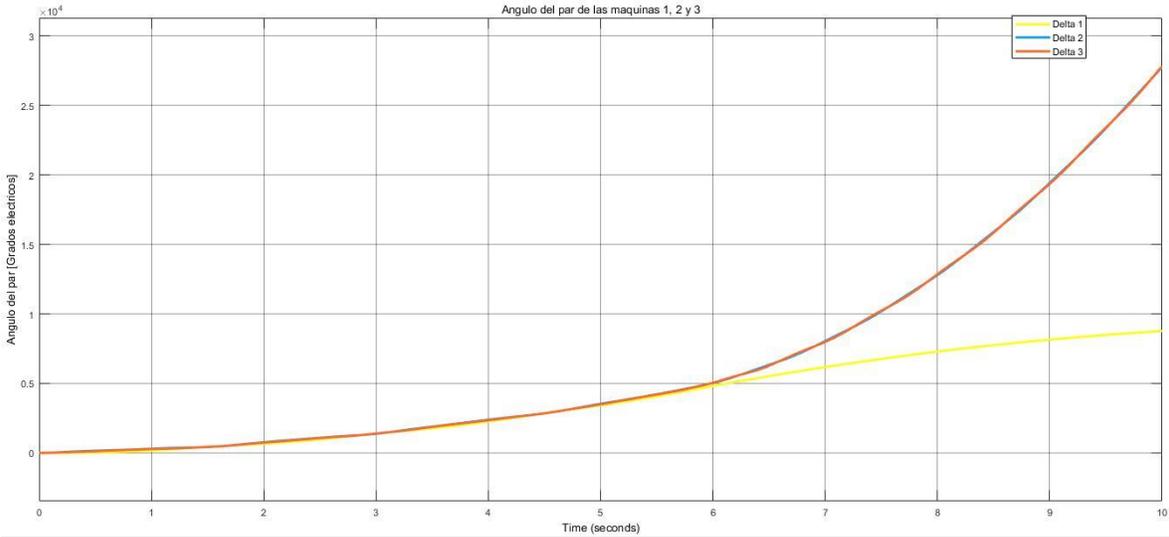


Figura 4.18 Resultados de las curvas de oscilación mediante de la simulación en Simulink para un tiempo de libramiento de falla de 0.155 s (inestable).

CAPITULO 5. COMPARACIÓN DE RESULTADOS

5-1 Comparación entre los resultados mediante la aplicación de los métodos numéricos

Cada uno de los métodos numéricos utilizados para resolver las ecuaciones de oscilación tienen su propia lógica y nivel de complejidad matemática y de programación. Mediante las simulaciones realizadas para distintas cantidades de iteraciones, el método que resulto mayor velocidad para la solución de las ecuaciones de oscilación es el de Runge-Kutta de 4to orden, esto, con una menor cantidad de iteraciones, aunque requiere mayor cantidad de cálculos intermedios que los métodos Punto a Punto y Euler Modificado.

El método de Punto a Punto, puede ser utilizado cuando no se cuenta con herramientas computacionales que permitan realizar cálculos más complejos y por su lentitud para la solución de las ecuaciones de oscilación y los errores de aproximación que pueden surgir en la aplicación de dicho método, no es recomendable su uso.

5-2 Comparación entre el resultado de los resultados Simulink contra los obtenidos por métodos numéricos

En cuanto al diseño del sistema en Simulink este no conlleva una lógica de programación ya que básicamente es una función de transferencia y una representación de diagrama de bloques de las ecuaciones del sistema. Que está formado por sistemas completos que estos llevan subsistemas para la ejecución correcta de todo el sistema el fácil uso de Simulink ayuda a tener una ejecución del programa más rápidamente ya que no es necesario el ingreso de todos los parámetros, como lo es en el caso de la interfaz con los métodos numéricos que se ingresan todas las impedancias de todos los equipos necesarios para la ejecución del programa.

CONCLUSIONES

1. En el capítulo 1 se presentó la base teórica y matemática que está involucrada en el estudio de estabilidad transitoria de los sistemas de potencia, en donde el fenómeno depende de variables tanto eléctricas como mecánicas de los sistemas y como estas tienen una gran importancia para el correcto funcionamiento de los sistemas.
2. Las técnicas para la solución numérica de la ecuación de oscilación presentadas en el capítulo 2 fueron: Método de Punto a Punto, Euler Modificado y Runge-Kutta de 4to orden. Se analizaron las características de cada método y la complejidad que cada uno tiene, en orden ascendente, para obtener una mejor solución para ecuaciones diferenciales no lineales como lo es la ecuación de oscilación.
3. Se utilizaron los tres métodos presentados en el capítulo 2 y se generaron las curvas de oscilación para el sistema WSCC para una falla trifásica en la línea de transmisión 5-7, cerca de la barra 7 para un tiempo de libramiento de falla de 0.0833 s, probando distintas cantidades de iteraciones para analizar cual método numérico es más preciso y que tenga mayor convergencia en los resultados, siendo el mejor el método de Runge-Kutta de 4to orden.
4. En las pruebas realizadas en la interfaz para distintos tiempos de libramiento de la falla, mediante inspección gráfica se puede aproximar que tiempo crítico de libramiento de la falla es 0.145 s, debido a que las diferencias angulares entre el generador 1 y el generador 2 se vuelven mayores a 90° , por lo cual, el sistema ya pierde estabilidad y los generadores saldrán inevitablemente de sincronismo.
5. El uso de Simulink facilita la obtención de las curvas de oscilación para distintos tiempos de libramiento de falla, porque solamente requiere colocar los diferentes bloques y modelos matriciales de los sistemas de potencia de manera jerárquica. Así es más interactivo seleccionar o modificar fácilmente el tipo de solucionador, la cantidad de iteraciones, la tolerancia, el período de simulación, los tiempos de libramientos de falla, y las opciones para visualizar las curvas de oscilación. Se determinó de forma gráfica aproximada, que el tiempo crítico de libramiento de la falla es de 0.154 s, para la falla en estudio.
6. Al comparar los resultados de las curvas de oscilación obtenidas mediante métodos numéricos y los arrojados por el modelo desarrollado en Simulink, se puede prescindir que son similares. Se aprecia una diferencia al determinar el tiempo crítico de libramiento de falla de 0.009 s entre ambos métodos. Esta diferencia se debe a que Simulink utiliza un algoritmo de orden 45 para la solución de las ecuaciones de oscilación, mientras que el Interfaz utiliza un método de orden 4.

RECOMENDACIONES

1. Se puede realizar una mejora a la interfaz para volverla más interactiva y gráfica, usando de base el programa desarrollado.
2. Implementar la interfaz para estudiar diversos sistemas de potencia, tanto con fines académicos como para sistemas reales y de mayor tamaño.
3. Utilizar el modelo de Simulink para realizar adecuaciones de los sistemas de control de velocidad y las entradas de potencia mecánica, por ejemplo, motores diesel, para tener un mejor resultado de los estudios de estabilidad, que pasaría a considerarse como estudio de estabilidad dinámica.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] P. M. Anderson y A. A. Fouad, *Power System Control and Stability*, Second ed., Hoboken, New Jersey: IEEE Wiley-Interscience, 2003.
- [2] J. Duncan Glover, J. O. Thomas y M. S. Sarma, *Power System Analysis and Design*, Cengage Learning, 2017.
- [3] Grupo de trabajo conjunto sobre términos y definiciones de estabilidad, *Definition and Classification of Power System Stability*, IEEE/CIGRE, 2002.
- [4] G. Andersson, *Power System Analysis: Power Flow Analysis, Fault Analysis and Power System Dynamics Stability*, Zurich: Power Systems Laboratory-EEH, 2012.
- [5] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, New York: McGraw Hill, 1994.
- [6] Oscillations, CIGRE Task Force 38.01.07 on Power System, *Analysis and Control of Power System Oscillations*, CIGRE Technical brochure N° 111, 1996.
- [7] I. P. W. G. o. S. Oscillations, *Power System Oscillations*, IEEE PES, 1995.
- [8] I. T. Report, *Proposed terms and definitions for power system stability*, IEEE, 1982.
- [9] C. Barbier, L. Carpentier, F. Saccomanno y CIGRE SC32, *Tentative Classification and terminologies relating to stability problems of power systems*, *Electra* N° 56, 1978.
- [10] C. Vournas y T. Van Cutsem, *Voltage Stability of Electric Power Systems*, Norwell, Massachusetts, 1998.
- [11] C. W. Taylor, *Power System Voltage Stability*, New York: McGraw Hill, 1994.
- [12] I. S. P. 90TH0358-2-PWR, *Voltage Stability of Power Systems: Concepts Analytical Tools and Industry Experience*, IEEE, 1990.
- [13] T. Van Cutsem y R. Mailhot, *Validation of a fast voltage stability analysis method on the Hydro-Quebec System*, *IEEE Trans Power Apparatus and Systems*, 1997.
- [14] P. Kundur y IEEE, *A survey of utility experiences with power plant response during partial load rejections and system disturbances*, IEEE, 1981.
- [15] N. Hatziargyriou, E. Karapidakis y D. Hatzifoti, *Frequency stability of power system in large islands with high wind power penetration*, *IEEE Bulk Power System Dynamics Control*, 1998.
- [16] J. Grainger y W. D. Stevenson Jr., *Análisis de Sistemas de Potencia*, Mexico: McGraw Hill, 1996.

- [17] W. D. Stevenson Jr., Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia, Segunda ed., Naucalpan de Juárez: McGraw Hill, 1979.
- [18] J. M. Cañedo Castañeda, Formulación Eficiente del Problema de Estabilidad Generalizado en Sistemas Eléctricos de Potencia, México DF: Tesis de Maestría IPN, 1980.
- [19] D. . P. Kothari y I. J. Nagrath, Sistemas Eléctricos de Potencia, Tercera ed., México DF: McGraw-Hill, 2008.
- [20] A. Nieves Hurtado y F. C. Domínguez Sánchez, Métodos numéricos aplicados a la ingeniería, México DF: Grupo Editorial Patria, 2014.
- [21] S. C. Chapra y R. P. Canale, Métodos numéricos para ingenieros, Quinta ed., México DF: McGraw-Hill, 2007.
- [22] V. Del Toro, Electric Power Systems, Englewood Cliffs, New Jersey: Prentice-Hall, 1992.
- [23] G. W. Stagg y A. H. El-Abiad, Computer Methods in Power System Analysis, International Student Edition ed., McGraw-Hill Kogakusha, 1986.

ANEXOS

Anexo A1: Modelo de la máquina de dos ejes e inductancias de la máquina síncrona

La teoría del rotor cilíndrico da buenos resultados para el análisis en estado estable; pero para el análisis transitorio se necesita un modelo de dos ejes.

En la máquina de polos salientes el entrehierro es más estrecho a lo largo del eje directo que en el eje de cuadratura entre polos.

En ambos tipos de máquinas, el flujo del devanado de campo ve una misma trayectoria en el entrehierro hacia el estator, sin importar la posición del rotor, por lo tanto, el devanado de campo tiene una inductancia propia L_{ff} constante. Además, ambas máquinas tienen las mismas inductancias mutuas cosenoidales con las fases de la armadura L_{af} , L_{bf} y L_{cf} . Adicionalmente, a medida que el rotor va girando, el flujo de armadura de cada fase ve distintas trayectorias magnéticas entre ellas y el devanado de campo, por lo cual, la reluctancia varía y por ende las inductancias propias de cada devanado de armadura varían de forma cosenoidal L_{aa} , L_{bb} y L_{cc} ; lo mismo sucede con las inductancias mutuas entre cada devanado de la armadura L_{ab} , L_{bc} y L_{ca} ; estas seis inductancias varían respecto al desplazamiento angular del rotor θ .

En la mayoría de máquinas de polos salientes están presente devanados amortiguadores, que son barras de cobre cortocircuitadas en las caras polares del rotor, y que son utilizadas para impedir las variaciones pulsantes de posición o magnitud del campo magnético que enlaza los polos. Aun en máquinas de rotor cilíndrico, bajo condiciones de cortocircuito, se inducen corrientes parasitas en el rotor solido de igual forma que en los devanados amortiguadores. Los efectos de las corrientes parasitas en los circuitos amortiguadores se representan por las bobinas cerradas D y Q, para los ejes directo y cuadratura respectivamente, y se tratan de igual forma que los devanados de campo, con la excepción de que no se les aplica tensión; por esto se dice que son circuitos pasivos y no intervienen en la operación de estado estable.

Expresiones para las inductancias de generadores síncronos trifásicos de polos salientes son como las siguientes:

Estator	Inductancias propias ($L_s > L_m > 0$)	$L_{aa} = L_s + L_m \cos(2\theta)$
		$L_{bb} = L_s + L_m \cos(2\theta - 2\pi/3)$
		$L_{cc} = L_s + L_m \cos(2\theta + 2\pi/3)$
	Inductancias mutuas ($M_s > L_m > 0$)	$L_{ab} = L_{ba} = -M_s - L_m \cos[2(\theta + \pi/6)]$
		$L_{bc} = L_{cb} = -M_s - L_m \cos[2(\theta - \pi/2)]$
		$L_{ca} = L_{ac} = -M_s - L_m \cos[2(\theta + 5\pi/6)]$
Rotor	Inductancias propias	Devanado de campo: L_{ff}
		Devanado amortiguador D: L_D
		Devanado amortiguador Q: L_Q
	Inductancias mutuas	Campo/devanado D: M_r
		Campo/devanado Q: 0
		Devanado D/devanado Q: 0
Inductancias mutuas estator/rotor	Armadura/campo	$L_{af} = L_{fa} = M_f \cos(\theta)$
		$L_{bf} = L_{fb} = M_f \cos(\theta - 2\pi/3)$

		$L_{cf} = L_{fc} = M_f \cos(\theta - 4\pi/3)$
Armadura/Devanado D		$L_{aD} = L_{Da} = M_D \cos(\theta)$
		$L_{bD} = L_{Db} = M_D \cos(\theta - 2\pi/3)$
		$L_{cD} = L_{Dc} = M_D \cos(\theta - 4\pi/3)$
Armadura/Devanado Q		$L_{aQ} = L_{Qa} = M_Q \cos(\theta)$
		$L_{bQ} = L_{Qb} = M_Q \cos(\theta - 2\pi/3)$
		$L_{cQ} = L_{Qc} = M_Q \cos(\theta - 4\pi/3)$

Anexo A2: Modelo de la máquina de dos ejes y Transformación de Park

Los enlaces de flujo en la máquina de polos salientes de las fases a , b y c , son iguales que para el modelo de rotor cilíndrico, pero todos los coeficientes (las inductancias) son variables.

$$\begin{bmatrix} \lambda_a \\ \lambda_b \\ \lambda_c \\ \lambda_f \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{aa} & L_{ab} & L_{ac} & L_{af} \\ L_{ba} & L_{bb} & L_{bc} & L_{bf} \\ L_{ca} & L_{cb} & L_{cc} & L_{cf} \\ L_{af} & L_{bf} & L_{cf} & L_{ff} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \\ i_f \end{bmatrix}$$

Como se mencionó que las inductancias son variables, las ecuaciones de los enlaces de flujo de la máquina de polos salientes son muy difíciles de usar.

Las ecuaciones de la máquina de polos salientes se pueden expresar en una forma simple transformando las variables a , b y c del estator en conjuntos correspondientes de nuevas variables denominadas cantidades de eje directo, de eje de cuadratura y de secuencia cero, que se distinguen con los subíndices d , q y 0 , respectivamente.

La transformación se realiza a través de la matriz $[P]$, llamada Transformación de Park, la cual no solo es útil para análisis en estado estable, sino que facilita el análisis en operación transitoria y para estudios de sistemas no balanceados.

La transformación de Park tiene la propiedad única de eliminar la dependencia de la posición angular del rotor de las inductancias de las máquinas síncronas que ocurren debido a circuitos eléctricos en movimientos relativos y con reluctancia magnética variable.

La expresión de la matriz $[P]$ es:

$$[P] = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - 2\pi/3) & \cos(\theta - 4\pi/3) \\ \sin(\theta) & \sin(\theta - 2\pi/3) & \sin(\theta - 4\pi/3) \\ 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} \end{bmatrix}$$

La matriz $[P]$ tiene la conveniente propiedad de ortogonalidad que hace que su inversa $[P]^{-1}$ sea igual a su transpuesta $[P]^T$, lo cual es muy importante porque asegura que la potencia en las variables a , b y c no se altera por $[P]$.

La Transformación de Park define un conjunto de corrientes, tensiones y enlaces de flujo para tres bobinas ficticia, una de las cuales es la bobina 0 que es estacionaria. Las otras dos bobinas son la d y la q , que rotan en sincronismo con el rotor. Las bobinas d y q tienen enlaces de flujo constantes con el campo y con cualesquiera otros devanados que existan en el rotor.

Las corrientes, tensiones y enlaces de flujos de las fases a , b y c se transforman, a través de $[P]$ en las variables d , q y 0 , en la forma siguiente:

$$\begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} = [P] \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix}; \begin{bmatrix} v_d \\ v_q \\ v_0 \end{bmatrix} = [P] \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix}; \begin{bmatrix} \lambda_d \\ \lambda_q \\ \lambda_0 \end{bmatrix} = [P] \begin{bmatrix} \lambda_a \\ \lambda_b \\ \lambda_c \end{bmatrix}$$

Al utilizar las inductancias definidas en el anexo A1, las ecuaciones d, q y 0, de los enlaces de flujo resultantes son:

$$\lambda_d = L_d i_d + \sqrt{\frac{3}{2}} M_f i_f$$

$$\lambda_q = L_q i_q$$

$$\lambda_0 = L_0 i_0$$

La corriente i_f es la corriente de campo real de corriente continua. Las inductancias se definen como:

$$L_d = L_s + M_s + \frac{3}{2} L_m$$

$$L_q = L_s + M_s - \frac{3}{2} L_m$$

$$L_0 = L_s - 2M_s$$

A la inductancia L_d se le llama inductancia de eje directo, a L_q , inductancia de eje de cuadratura y a L_0 se le conoce como inductancia de secuencia cero.

Al realizar la Transformación de Park para las corrientes trifásicas a, b y c; se obtienen las siguientes expresiones:

$$i_d = \sqrt{\frac{2}{3}} [i_a \cos(\theta) + i_b \cos(\theta - 2\pi/3) + i_c \cos(\theta - 4\pi/3)]$$

$$i_q = \sqrt{\frac{2}{3}} [i_a \sin(\theta) + i_b \sin(\theta - 2\pi/3) + i_c \sin(\theta - 4\pi/3)]$$

$$i_0 = \frac{i_a + i_b + i_c}{\sqrt{3}}$$

Los enlaces de flujo del circuito de campo se pueden obtener según:

$$\lambda_f = L_{ff} i_f + \sqrt{\frac{3}{2}} M_f i_d$$

Se ha mostrado con estas ecuaciones que L_d es la inductancia propia de un devanado de armadura equivalente sobre el eje d, que rota a la misma velocidad que el campo magnético, y que lleva una corriente i_d . Esta produce la misma fuerza magnetomotriz sobre el eje d que producirían las corrientes reales del estator i_a , i_b e i_c . Igual interpretación física se le da para el eje q.

Por consiguiente, i_d e i_q dan lugar a fuerzas magnetomotrices que son estacionarias con respecto al rotor. El devanado ficticio del eje d y el devanado de campo que representa el campo físico, pueden considerarse como dos bobinas acopladas que están estacionarias una con respecto a la otra, conforme van rotando, compartiendo una inductancia mutua, $\sqrt{3/2} M_f$, entre ellas. Además, las bobinas de campo y del eje d, no se acoplan magnéticamente con el devanado ficticio q que se sitúa sobre el eje q, el cual atrasa 90° en el espacio al eje d. Esto se presenta en la Figura A-1.

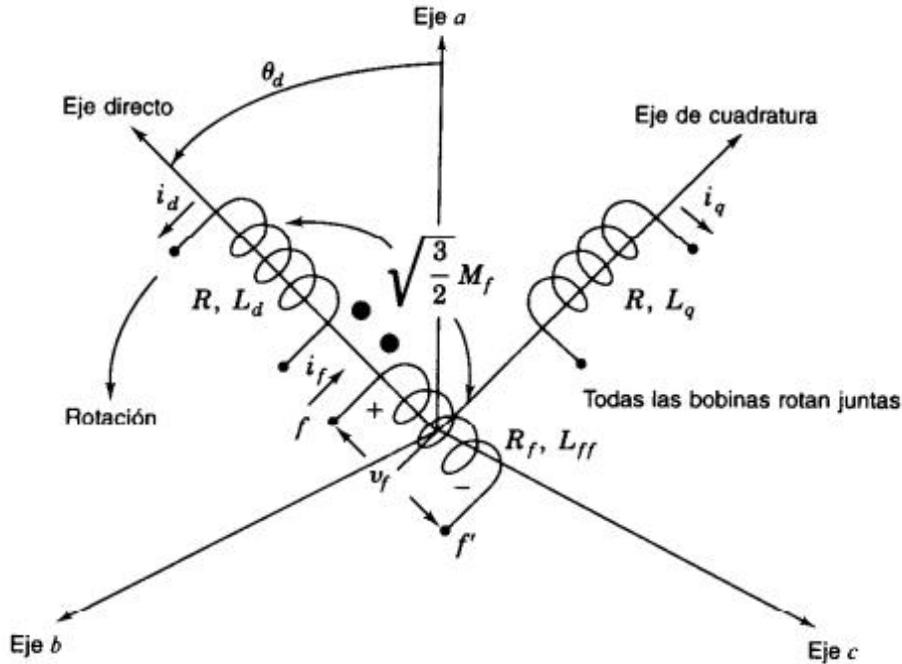


Figura A.1 Bobinas de eje directo y eje de cuadratura, rotando en sincronismo con la bobina de campo, para una máquina síncrona de polos salientes.

Las tensiones línea-neutro terminales de cada fase del devanado de armadura son:

$$v_a = -Ri_a - \frac{d\lambda_a}{dt}$$

$$v_b = -Ri_b - \frac{d\lambda_b}{dt}$$

$$v_c = -Ri_c - \frac{d\lambda_c}{dt}$$

Estas son difíciles de manejar en términos de los enlaces de flujos de las fases a, b y c; por lo cual se aplica nuevamente la Transformación de Park. Expresando en forma matricial estas expresiones:

$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} = -R \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} - \frac{d}{dt} \left\{ \begin{bmatrix} \lambda_a \\ \lambda_b \\ \lambda_c \end{bmatrix} \right\}$$

Aplicando la matriz $[P]$ y reordenando:

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \\ v_0 \end{bmatrix} = -R \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} - [P] \frac{d}{dt} \left\{ [P]^{-1} \begin{bmatrix} \lambda_d \\ \lambda_q \\ \lambda_0 \end{bmatrix} \right\}$$

Aplicando la derivada del producto:

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \\ v_0 \end{bmatrix} = -R \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} - \frac{d}{dt} \left\{ \begin{bmatrix} \lambda_d \\ \lambda_q \\ \lambda_0 \end{bmatrix} \right\} - [P] \frac{d\{[P]^{-1}\}}{dt} \begin{bmatrix} \lambda_d \\ \lambda_q \\ \lambda_0 \end{bmatrix}$$

Simplificando se obtienen:

$$v_d = -Ri_d - \frac{d\lambda_d}{dt} - \lambda_q\omega$$

$$v_q = -Ri_q - \frac{d\lambda_q}{dt} + \lambda_d\omega$$

$$v_0 = -Ri_0 - \frac{d\lambda_0}{dt}$$

Donde $\omega = d\theta/dt$.

Este conjunto de ecuaciones se puede representar en el circuito de la Figura A-2.

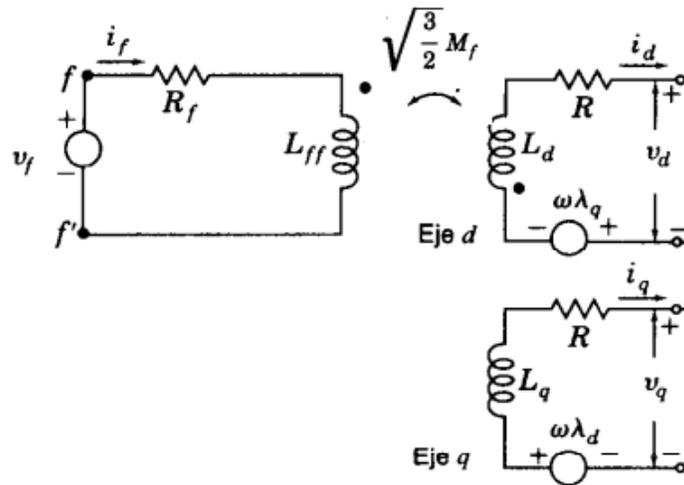


Figura A.2 Circuito equivalente para el generador síncrono de polos salientes al aplicarle Transformación de Park a las tensiones terminales.

El circuito de campo es la representación del campo real., mientras que las fases de la armadura se han reemplazado por las bobinas d y q. Ya que los ejes d y q están espacialmente en cuadratura, se muestra la bobina ficticia q como desacoplada magnéticamente de los otros dos devanados. Sin embargo, hay una interacción entre los dos ejes a través de las fuentes $-\lambda_q\omega$ y $\lambda_d\omega$, que son tensiones por velocidad internas de la máquina que se deben al movimiento del rotor.

Anexo A3: Efectos transitorios en la máquina síncrona

Al ocurrir una falla en un sistema de potencia, la corriente que fluye depende de las tensiones internas y las impedancias de las máquinas síncronas, así como las impedancias entre las máquinas y el punto de falla. Debido a los cambios en la reactancia de la máquina síncrona, la corriente varía desde un valor inicial hasta su valor permanente en forma relativamente lenta.

Es de interés conocer el valor de la reactancia efectiva cuando de repente ocurre un cortocircuito trifásico en los terminales de la armadura de una máquina síncrona.

Previo a la falla:

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \\ v_0 \end{bmatrix} = [P] \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix}$$

Al cortocircuitar las fases a , b y c , se imponen $v_a = v_b = v_c = 0$, que a su vez produce $v_d = v_q = 0$, y esto último se simula con una modificación al circuito de la Figura A-2, en donde dos interruptores S están abiertos y tensiones terminales de polaridad inversa quedan en serie y se hacen cero, como se muestra en la Figura A-3.

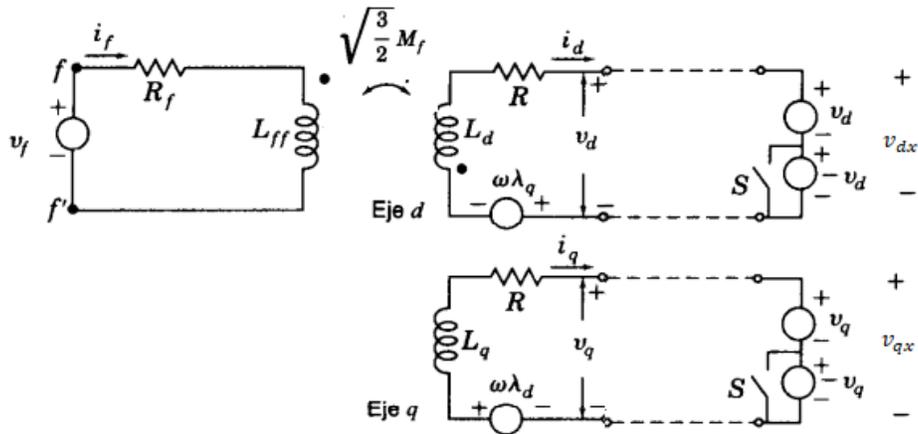


Figura A.3 Circuito equivalente para el generador síncrono de polos salientes con los terminales de la armadura cortocircuitados.

Suponiendo que la velocidad del rotor, ω , permanece en su valor de estado estable antes de la falla:

- Con los interruptores S cerrados: $v_{dx} = v_d$, $v_{qx} = v_q$, operación en estado estable.
- Con los interruptores S abiertos: $v_{dx} = 0$, $v_{qx} = 0$, producen los cortocircuitos repentinos requeridos. Así las fuentes $-v_d$ y $-v_q$ son las que determinan los cambios instantáneos del estado estable debido a la repentina falla de cortocircuito.

Por superposición, se calculan los cambios en todas las variables inducidas por la falla, al establecer las fuentes externas v_f , v_d y v_q igual a cero para aplicar las tensiones $-v_d$ y $-v_q$ a la máquina rotatoria no excitada, como se muestra en la Figura A-4.

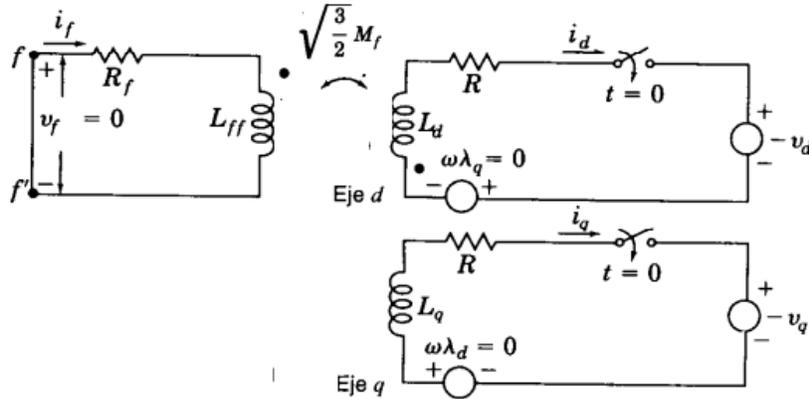


Figura A.4 Circuito equivalente de la máquina síncrona de polos salientes que rota a velocidad constante con el campo cortocircuitado. En $t = 0$, corresponde a la apertura repentina de los interruptores S.

Las tensiones internas de velocidad son inicialmente cero, porque los enlaces de flujo son cero con todas las bobinas antes de conectar las fuentes $-v_d$ y $-v_q$.

Los cambios de los enlaces de flujo en el eje d de la máquina son:

$$\Delta\lambda_d = L_d\Delta i_d + \sqrt{\frac{3}{2}}M_f\Delta i_f$$

$$\Delta\lambda_f = \sqrt{\frac{3}{2}}M_f\Delta i_d + L_{ff}\Delta i_f$$

Como el devanado de campo está físicamente cerrado, sus enlaces de flujo no cambian de manera instantánea, como ocurriría para los enlaces de flujo constantes, por lo tanto, $\Delta\lambda_f = 0$, se obtiene:

$$\Delta i_f = -\left(\frac{\sqrt{\frac{3}{2}}M_f}{L_{ff}}\right)\Delta i_d$$

$$\Delta\lambda_d = \left(L_d - \frac{3M_f^2}{2L_{ff}}\right)\Delta i_d$$

Los enlaces de flujo por unidad de corriente definen a la inductancia transitoria del eje d, L'_d .

$$L'_d = \frac{\Delta\lambda_d}{\Delta i_d} = L_d - \frac{3M_f^2}{2L_{ff}}$$

$$x'_d = \omega L'_d$$

Donde x'_d es la reactancia transitoria de eje directo. Es muy claro que $L'_d < L_d$, por lo que, $x'_d < x_d$.

Anexo A4: Código del archivo Intefaz_Estudio_de_Estabilidad_Transitoria.m

```
% Universidad de El Salvador
% Facultad de Ingenieria y Arquitectura
% Escuela de Ingenieria Electrica
% Trabajo de Graduacion
% Analisis y Simulacion de Estabilidad Transitoria en Sistemas
Multimaquina
% Programa para estudiar la estabilidad transitoria en sistemas de
potencia utilizando metodos numericos
% Cristian Antonio Aguilar Quintanilla
% Jose Manuel Hernandez Muñoz
% clear all; % Opcional para limpiar memoria en cada ingreso al programa.
clc; % Realiza limpieza de pantalla.
op = 15; % Inicializa la variable op para usar en el while.
while (op ~= 12) % BEGIN WHILE MAIN
    % PRESENTACION Y MENU DE INICIO DEL PROGRAMA
    clc
    disp('    Universidad de El Salvador')
    disp('    Facultad de Ingenieria y Arquitectura')
    disp('    Escuela de Ingenieria Electrica')
    disp('    Trabajo de Graduacion')
    disp('    Analisis y Simulacion de Estabilidad Transitoria en
Sistemas Multimaquina')
    disp('    Programa para estudiar la estabilidad transitoria en
sistemas de potencia utilizando metodos numericos')
    disp('    Realizado por: Cristian Antonio Aguilar Quintanilla')
    disp('                Jose Manuel Hernandez Muñoz')
    disp(' -----
')
    disp(' ')
    disp('    MENU PRINCIPAL')
    disp(' ')
    disp(' -----
')
    disp('    [1] Ingresas datos del sistema')
    disp('    [2] Ingresar datos del flujo de potencia previo a la
falla')
    disp('    [3] Calcular tensiones internas y angulos de par
iniciales')
    disp('    [4] Calcular y Mostrar Ybarra ampliada previo a la falla')
    disp('    [5] Calcular y Mostrar Ybarra ampliada durante la falla')
    disp('    [6] Calcular y Mostrar Ybarra ampliada luego de librar la
falla')
    disp('    [7] Ybarra prefalla reducida')
    disp('    [8] Ybarra durante la falla reducida')
    disp('    [9] Ybarra postfalla reducida')
    disp('    [10] Realizar soluciones a las ecuaciones de oscilacion')
    disp('    [11] Trazado de curvas para determinar tiempo critico de
libramiento de falla')
    disp('    [12] Salir')
    disp(' -----
')
    op=input('    Indique la operacion : ');

    if op==1
        %clear Y ylt y0 ytrans xdgen ycarga hg yltpara y0para
```

```

%clear all
% INTRODUCCION DATOS DEL DIAGRAMA DE ADMITANCIAS
disp('-----')
----')
disp('      Datos del Sistema de Potencia')
disp('-----')
----')
n_bus=input('      Numero de barras del sistema: ');
n_lineas=input('      Numero de lineas de transmision: ');
n_shunt=input('      Numero de lineas con derivacion: ');
n_trans=input('      Numero de generadores sincronos y
transformadores de generadores: ');
n_carga=input('      Numero de cargas en barras: ');
n_lineas_para=input('      Numero de lineas de transmision en
paralelo: ');
n_shunt_para=input('      Numero de lineas en paralelo con
derivacion: ');
n_branch=n_lineas+n_trans;
A=input('      Datos en [1] Impedancia [2] Admitancias: ');
Y=zeros(n_bus); % Define el tamaño de la matriz Ybarra.
ylt=zeros(n_bus); % Define el tamaño de la matriz que contiene
los elementos las lineas de transmision.
y0=zeros(n_bus); % Define el tamaño de la matriz para admitancias
en derivacion de las lineas de transmision.
ytrans=zeros(n_bus); % Define el tamaño de la matriz que
contienen las admitancias serie de los transformadores.
xdgen=zeros(n_bus); % Define el tamaño de la matriz que contiene
las reactancias serie de los generadores.
ycarga=zeros(n_bus); % Define el tamaño de la matriz que contiene
las admitancias equivalentes de las cargas en barras.
hg=zeros(n_bus); % Define el tamaño de la matriz que contiene las
constantes de inercia de los generadores.
yltpara=zeros(n_bus); % Define el tamaño de la matriz que
contiene los elementos las lineas de transmision en paralelo.
y0para=zeros(n_bus); % Define el tamaño de la matriz para
admitancias en derivacion de las lineas de transmision en paralelo.

for slineas = 1:n_lineas
disp('-----')
----')
mm=[ '      Elemento serie de linea de transmision '
int2str(slineas)];
disp(mm)
disp('-----')
----')
bus_new=input('      Barra de Inicio: ');
bus_old =input('      Barra Final: ');
if A==1
mm=['      Z[' int2str(bus_new) ',' int2str(bus_old) ']='
];
Zpq=input(mm); % Se introduce la impedancia.
Ypq=1/Zpq; % Se calcula la admitancia de cada
elemento.
end
if A==2
mm=['      Y[' int2str(bus_new) ',' int2str(bus_old) ']='
];

```

```

        Ypq=input(mm); % Se introduce la admitancia.
    end
    ylt(bus_new,bus_old)=Ypq; %asigna el valor a y
    ylt(bus_old,bus_new)=Ypq; %hace la matriz simetrica
end % END FOR s

for sderiv = 1:n_shunt
    disp('-----')
    shunt=[ '      Elemento en derivacion de linea de transmision
' int2str(sderiv)];
    disp(shunt)
    disp('-----')
    bus_new=input('      Barra de Inicio: ');
    bus_old =input('      Barra Final: ');
    if A==1
        shp=[ '      Ypq0[' int2str(bus_new) ',' int2str(bus_old)
']=' ];
        Ypq0=input(shp);
    end
    if A==2
        shp=[ '      Ypq0[' int2str(bus_new) ',' int2str(bus_old)
']=' ];
        Ypq0=input(shp);
    end
    y0(bus_new,bus_old)=Ypq0; %asigna el valor a y0
    y0(bus_old,bus_new)=Ypq0; %hace simetrica la derivacion de
linea
end % END FOR sderiv

for strans = 1:n_trans
    disp('-----')
    mm=[ '      Elemento serie de transformador del generador '
int2str(strans)];
    nn=[ '      Reactancia transitoria y constante H del generador
' int2str(strans)];
    disp(mm)
    disp(nn)
    disp('-----')
    bus_new=input('      Barra del generador: ');
    bus_old=input('      Barra final del transformador: ');

    if A==1
        mm=[ '      Zt[' int2str(bus_new) ',' int2str(bus_old) ']=
];
        Ztpq=input(mm); % Se introduce la impedancia.
        nn=[ '      Xd[' int2str(bus_new) ',' int2str(bus_old) ']=
];
        Xdpq=input(nn);
        Ypq=1/(Ztpq+i*Xdpq); % Se calcula la admitancia de
cada elemento.
        ConstanteHg=[ '      Hg[' int2str(bus_new) ','
int2str(bus_new) ']=
];

```

```

        Hg=input(ConstanteHg);
    end
    if A==2
        mm=[ '          Yt[' int2str(bus_new) ', ' int2str(bus_old) ']= '
];
        Ytpq=input(mm); % Se introduce la admitancia.
        nn=[ '          Bd[' int2str(bus_new) ', ' int2str(bus_old) ']= '
];
        Bdpq=input(nn);
        Xdpq=-1/Bdpq;
        Ypq=Ytpq*(i*Bdpq)/(Ytpq+i*Bdpq);
        ConstanteHg=[ '          Hg[' int2str(bus_new) ', '
int2str(bus_new) ']= ' ];
        Hg=input(ConstanteHg);
    end
    ytrans(bus_new,bus_old)=Ypq; %asigna el valor a y
    ytrans(bus_old,bus_new)=Ypq; %hace la matriz simetrica
    hg(bus_new,bus_new)=Hg;
    xdgen(bus_new,bus_new)=Xdpq;
end % END FOR s

for scarga = 1:n_carga
    disp('-----')
    bus_new=input('          Barra con carga: ');
    disp('-----')
    carga=[ '          Carga en barra ' int2str(bus_new)];
    disp(carga)
    %          disp('-----')
    if A==1
        cargap=[ '          Ycarga[' int2str(bus_new) ', '
int2str(bus_new) ']= ' ];
        Ycarga=input(cargap);
    end
    if A==2
        cargap=[ '          Ycarga[' int2str(bus_new) ', '
int2str(bus_new) ']= ' ];
        Ycarga=input(cargap);
    end
    ycarga(bus_new,bus_new)=Ycarga; %asigna el valor a ycarga
end % END FOR scarga

for slineasp = 1:n_lineas_para
    disp('-----')
    mm=[ '          Elemento serie de linea de transmision en paralelo
' int2str(slineasp)];
    disp(mm)
    disp('-----')
    bus_new=input('          Barra de Inicio: ');
    bus_old =input('          Barra Final: ');
    if A==1

```

```

        mm=['      Z[' int2str(bus_new) ',' int2str(bus_old) ']='
];
        Zpq=input(mm); % Se introduce la impedancia.
        Ypq=1/Zpq;      % Se calcula la admitancia de cada
elemento.
        end
        if A==2
            mm=['      Y[' int2str(bus_new) ',' int2str(bus_old) ']='
];
            Ypq=input(mm); % Se introduce la admitancia.
        end
        yltpara(bus_new,bus_old)=Ypq; %asigna el valor a y
        yltpara(bus_old,bus_new)=Ypq; %hace la matriz simetrica
    end % END FOR s

    for sderivp = 1:n_shunt_para
        disp('-----')
        shunt=[ '      Elemento en derivacion de linea de transmision
en paralelo ' int2str(sderivp)];
        disp(shunt)
        disp('-----')
        bus_new=input('      Barra de Inicio: ');
        bus_old =input('      Barra Final: ');
        if A==1
            shp=['      Ypq0[' int2str(bus_new) ',' int2str(bus_old)
]=' ];
            Ypq0=input(shp);
        end
        if A==2
            shp=['      Ypq0[' int2str(bus_new) ',' int2str(bus_old)
]=' ];
            Ypq0=input(shp);
        end
        y0para(bus_new,bus_old)=Ypq0; %asigna el valor a y0
        y0para(bus_old,bus_new)=Ypq0; %hace simetrica la derivacion
de linea
    end % END FOR sderiv

    end % END del IF OP==1

    if op==2
        % Se carga un archivo de texto que contiene los datos del flujo
de
        % carga PQV=[ V_barra angulo_grados P_gen P_carga Q_gen
Q_carga].
        % El archivo se debe llamar flujo.txt.
        % Todos los datos del archivo flujo.txt deben estar en por
unidad.
        clear PQV
        disp('-----')
        PQV=zeros(n_bus,6);
        PQV=load('flujo.txt');
        disp('      Vt      delta      Pg      Pd      Qg      Qd
')

```

```

PQV
    sss=input('      Presione <ENTER>');
end % END del IF OP==2.

if op==3
    clear Eg Ii Vt delta0 Egmag w
    Eg=zeros(n_bus,1);
    Ii=zeros(n_bus,1);
    Vt=zeros(n_bus,1);
    delta0=zeros(n_bus,1);
    for w=1:n_bus
        Vt(w)=PQV(w,1)*(cosd(PQV(w,2))+i*sind(PQV(w,2)));
        Ii(w)=((PQV(w,3)-PQV(w,4))-i*((PQV(w,5)-
PQV(w,6))))/conj(Vt(w));
        Eg(w)=Vt(w)+i*Ii(w)*xdgen(w,w);
        delta0(w)=rad2deg(angle(Eg(w)));
    end
    Egmag=abs(Eg)
    delta0
    sss=input('      Presione <ENTER>');
end % END del IF OP==3

if op==4
    clear k j m Y Ypre
    % Construir la Matriz Ybarra previo a la falla.
    for k = 1:n_branch
        for j = 1:n_branch
            suma=0;
            if (j==k) %Calculo de la Admitancia propia Yjj.
                for m=1:n_branch % Efectua la busqueda de elementos
conectados a la barra j y la barra m.
                    if (m~=j)
suma=suma+ylt(j,m)+ytrans(j,m)+y0(j,m)+yltpara(j,m)+y0para(j,m);
                        end
                    end % END FOR m
                Y(j,j)= suma+ycarga(j,j);
            end % Final del calculo de la admitancia propia.
            if (j~=k) % Calculo de la admitancia de transferencia Yij
                Y(k,j)=-ylt(k,j)-ytrans(k,j)-yltpara(k,j);
            end
        end % Final for j
    end % Final for k
    % Mostrar Ybarra ampliada prefalla.
    disp('-----')
    disp('      Ybarra Ampliada Prefalla')
    disp('-----')
    Ypre=Y
    sss=input('      Presione <ENTER>');
end % END del IF OP==4

if op==5
    % Construir la Matriz Ybarra durante la falla.
    clear Yf bus_falla bus_falla1 bus_falla2 Ydur
    disp('      Tipo de falla')
    disp('      [1] Falla en barra')

```

```

disp('      [2] Falla a media linea')
disp('-----')
----')
op = input('      Indique la operacion : ');
disp('-----')
----')

    if op==1
        disp('      Indicar barra fallada')
        disp('-----')
-----')
        bus_falla=input('      Barra fallada: ');
        Yf=Y;
        Yf(:,bus_falla)=0;
        Yf(bus_falla,:)=0;
    end %END del IF OP43==1
    if op==2
        disp('      Indicar barras de la linea de transmision
fallada a medio tramo')
        disp('-----')
-----')
        bus_falla1=input('      Barra fallada 1: ');
        bus_falla2=input('      Barra fallada 2: ');
        Yf=Y;
        Yf(bus_falla1,bus_falla2)=0;
        Yf(bus_falla2,bus_falla1)=0;

Yf(bus_falla1,bus_falla1)=Yf(bus_falla1,bus_falla1)+ylt(bus_falla1,bus_fa
lla2);

Yf(bus_falla2,bus_falla2)=Yf(bus_falla2,bus_falla2)+ylt(bus_falla1,bus_fa
lla2);

        end %END del IF OP==2
    % Mostrar Ybarra ampliada durante la falla.
    disp('-----')
    disp('      Ybarra Ampliada Durante la falla')
    disp('-----')
    Ydur=Yf
    sss=input('      Presione <ENTER>');
end %END del IF OP==5

    if op==6
    % Construir la Matriz Ybarra posterior a liberar la falla.
    clear Yp bus_ais bus_ais1 bus_ais2 Ypos
        disp('      Tipo de liberacion de falla')
        disp('      [1] Aislamiento de barra fallada')
        disp('      [2] Apertura de linea de transmision fallada')
        disp('-----')
-----')
        op = input('      Indique la operacion : ');
        disp('-----')
-----')

        if op==1
            disp('      Indicar barra a aislar')
            disp('-----')
-----')

            bus_ais=input('      Barra a aislar: ');
            Yp=Y;

```

```

        Yp(:,bus_ais)=0;
        Yp(bus_ais,:)=0;
    end %END del IF OP45==1
    if op==2
        disp('      Indicar barras de la linea de transmision
a abrir')
        disp('-----')
        bus_ais1=input('      Barra del extremo 1: ');
        bus_ais2=input('      Barra del extremo 2: ');
        Yp=Y;
        Yp(bus_ais1,bus_ais2)=0;
        Yp(bus_ais2,bus_ais1)=0;
        Yp(bus_ais1,bus_ais1)=Yp(bus_ais1,bus_ais1)-
y1t(bus_ais1,bus_ais2)-y0(bus_ais1,bus_ais2);
        Yp(bus_ais2,bus_ais2)=Yp(bus_ais2,bus_ais2)-
y1t(bus_ais1,bus_ais2)-y0(bus_ais1,bus_ais2);
        end %END del IF OP45==2
        % Mostrar Ybarra ampliada al librar la falla.
        disp('-----')
        disp(' Ybarra Ampliada luego de liberar la falla')
        disp('-----')
        Ypos=Yp
        sss=input('      Presione <ENTER>');
    end %END del IF OP==6

    if op==7
        % REDUCCION MATRICIAL DE YBARRA PREFALLA.
        clear M K L bus_elim bus_cons Mc Kc Lc Yrp Yredu n_elim n_cons r
q w
        disp('-----')
        disp('      Ybarra reducida prefalla')
        disp('-----')
        n_elim=input('      Numero de barras a eliminar: ');
        n_cons=n_bus-n_elim; %Cantidad de barras a conservar.
        disp('-----')
        M=zeros(n_elim); % Matriz de Ybarra de las barras a eliminar.
        K=zeros(n_cons); % Matriz de Ybarra de las barras a conservar.
        L=zeros(n_cons,n_elim);
        disp('      Barras a eliminar')
        disp('-----')
        for r=1:n_elim
            bus_elim(r)=input('      Barra a eliminar: ');
        end
        disp('-----')
        disp('      Barras a conservar')
        disp('-----')
        for r=1:n_cons
            bus_cons(r)=input('      Barra a conservar: ');
        end
        disp('-----')
        % Extraer valores para matriz M.
        for q=1:n_elim
            for w=1:n_elim
                if (w~=q)
                    Mc=Y(bus_elim(q),bus_elim(w));
                end
            end
        end
    end
end

```

```

        if (w==q)
            Mc=Y(bus_elim(q),bus_elim(w));
        end
        M(q,w)=Mc;
    end
end
M;
% Fin de la extraccion de matriz M.
% Extraer valores para matriz K.
for q=1:n_cons
    for w=1:n_cons
        if (w~=q)
            Kc=Y(bus_cons(q),bus_cons(w));
        end
        if (w==q)
            Kc=Y(bus_cons(q),bus_cons(q));
        end
        K(q,w)=Kc;
    end
end
K;
% Fin de la extraccion de matriz K.
% Extraer valores para matriz L.
for q=1:n_cons
    for w=1:n_elim
        Lc=Y(bus_cons(q),bus_elim(w));
        L(q,w)=Lc;
    end
end
L;
% Fin de la extraccion de matriz L.
% Mostrar Ybarra reducida prefalla.
disp('      Ybarra reducida prefalla ')
disp('-----')
Yrp=K-L*inv(M)*transpose(L);
Yredu=Yrp
sss=input('      Presione <ENTER>');
end %Final del IF OP==7

if op==8
    % REDUCCION MATRICIAL DE YBARRA DURANTE LA FALLA.
    clear M K L bus_elim bus_cons Mc Kc Lc Yrf r q w n_elim n_cons
    bus_falla Yreduf
    disp('-----')
    disp('      Ybarra reducida durante la falla')
    disp('-----')
    disp('      Tipo de falla:')
    disp('      [1] Falla en barra')
    disp('      [2] Falla a media linea')
    disp('-----')
    opf = input('      Indique la operacion: ');
    disp('-----')
    if opf==1
        disp('      Se debe de reducir las dimensiones de Ybarra durante
la falla')
        disp('-----')
        bus_falla=input('      Barra fallada: ');

```

```

disp('-----')
disp('      Ingresar el numero de barras menos la barra a
eliminar')
n_elim=input('      Numero de barras a eliminar: ');
n_cons=n_bus-n_elim-1; %Cantidad de barras a conservar.
disp('-----')
M=zeros(n_elim); % Matriz de Ybarra de las barras a eliminar.
K=zeros(n_cons); % Matriz de Ybarra de las barras a conservar.
L=zeros(n_cons,n_elim);
Yf(:,bus_falla)=[]; % Extrae la columna de la barra fallada.
Yf(bus_falla,:)=[]; % Extrae la fila de la barra fallada.
% Ahora se han reducido las dimensiones de la matriz Yf.
disp('-----')
disp('      Barras a eliminar')
disp('-----')
for r=1:n_elim
    bus_elim(r)=input('      Barra a eliminar: ');
end
disp('-----')
disp('      Barras a conservar')
disp('-----')
for r=1:n_cons
    bus_cons(r)=input('      Barra a conservar: ');
end
disp('-----')
% Extraer valores para matriz M.
for q=1:n_elim
    for w=1:n_elim
        if (w~=q)
            Mc=Yf(bus_elim(q),bus_elim(w));
        end
        if (w==q)
            Mc=Yf(bus_elim(q),bus_elim(w));
        end
        M(q,w)=Mc;
    end
end
M;
% Fin de la extraccion de matriz M.
% Extraer valores para matriz K.
for q=1:n_cons
    for w=1:n_cons
        if (w~=q)
            Kc=Yf(bus_cons(q),bus_cons(w));
        end
        if (w==q)
            Kc=Yf(bus_cons(q),bus_cons(q));
        end
        K(q,w)=Kc;
    end
end
K;
% Fin de la extraccion de matriz K.
% Extraer valores para matriz L.
for q=1:n_cons
    for w=1:n_elim
        Lc=Yf(bus_cons(q),bus_elim(w));
    end
end

```

```

        L(q,w)=Lc;
    end
end
L;
% Fin de la extraccion de matriz L.
end

if opf==2
n_elim=input('    Numero de barras a eliminar: ');
n_cons=n_bus-n_elim; %Cantidad de barras a conservar.
disp('-----')
M=zeros(n_elim); % Matriz de Ybarra de las barras a eliminar.
K=zeros(n_cons); % Matriz de Ybarra de las barras a conservar.
L=zeros(n_cons,n_elim);
disp('    Barras a eliminar')
disp('-----')
for r=1:n_elim
    bus_elim(r)=input('    Barra a eliminar: ');
end
disp('-----')
disp('    Barras a conservar')
disp('-----')
for r=1:n_cons
    bus_cons(r)=input('    Barra a conservar: ');
end
disp('-----')
% Extraer valores para matriz M.
for q=1:n_elim
    for w=1:n_elim
        if (w~=q)
            Mc=Yf(bus_elim(q),bus_elim(w));
        end
        if (w==q)
            Mc=Yf(bus_elim(q),bus_elim(w));
        end
        M(q,w)=Mc;
    end
end
M;
% Fin de la extraccion de matriz M.
% Extraer valores para matriz K.
for q=1:n_cons
    for w=1:n_cons
        if (w~=q)
            Kc=Yf(bus_cons(q),bus_cons(w));
        end
        if (w==q)
            Kc=Yf(bus_cons(q),bus_cons(q));
        end
        K(q,w)=Kc;
    end
end
K;
% Fin de la extraccion de matriz K.
% Extraer valores para matriz L.
for q=1:n_cons
    for w=1:n_elim

```

```

        Lc=Yf(bus_cons(q),bus_elim(w));
        L(q,w)=Lc;
    end
end
L;
% Fin de la extraccion de matriz L.
end
disp('      Ybarra reducida durante la falla ')
disp('-----')
Yrf=K-L*inv(M)*transpose(L);
Yredef=Yrf
sss=input('      Presione <ENTER>');
end %Final del IF OP==8

if op==9
% REDUCCION MATRICIAL DE YBARRA POSTFALLA.
clear M K L bus_elim bus_cons Mc Kc Lc Yrd bus_ais n_elim n_cons
r q w Yredef
disp('-----')
disp('      Ybarra reducida postfalla')
disp('-----')
disp('      Tipo de liberacion de falla')
disp('      [1] Aislamiento de barra fallada')
disp('      [2] Apertura de linea de transmision fallada')
disp('-----')
opp = input('      Indique la operacion: ');
disp('-----')
if opp==1
disp('      Se debe de reducir las dimensiones de Ybarra posterior
a la falla')
disp('-----')
bus_ais=input('      Barra a aislar: ');
disp('-----')
disp('      Ingresar el numero de barras menos la barra a
eliminar')
n_elim=input('      Numero de barras a eliminar: ');
n_cons=n_bus-n_elim-1; %Cantidad de barras a conservar.
disp('-----')
M=zeros(n_elim); % Matriz de Ybarra de las barras a eliminar.
K=zeros(n_cons); % Matriz de Ybarra de las barras a conservar.
L=zeros(n_cons,n_elim);
Yp(:,bus_ais)=[];
Yp(bus_ais,:)=[];
disp('      Barras a eliminar')
disp('-----')
for r=1:n_elim
    bus_elim(r)=input('      Barra a eliminar: ');
end
disp('-----')
disp('      Barras a conservar')
disp('-----')
for r=1:n_cons
    bus_cons(r)=input('      Barra a conservar: ');
end
disp('-----')
% Extraer valores para matriz M.
for q=1:n_elim

```

```

    for w=1:n_elim
        if (w~=q)
            Mc=Yp(bus_elim(q),bus_elim(w));
        end
        if (w==q)
            Mc=Yp(bus_elim(q),bus_elim(w));
        end
        M(q,w)=Mc;
    end
end
M;
% Fin de la extraccion de matriz M.
% Extraer valores para matriz K.
for q=1:n_cons
    for w=1:n_cons
        if (w~=q)
            Kc=Yp(bus_cons(q),bus_cons(w));
        end
        if (w==q)
            Kc=Yp(bus_cons(q),bus_cons(q));
        end
        K(q,w)=Kc;
    end
end
K;
% Fin de la extraccion de matriz K.
% Extraer valores para matriz L.
for q=1:n_cons
    for w=1:n_elim
        Lc=Yp(bus_cons(q),bus_elim(w));
        L(q,w)=Lc;
    end
end
end
end
if opp==2
n_elim=input('    Numero de barras a eliminar: ');
n_cons=n_bus-n_elim; %Cantidad de barras a conservar.
disp('-----')
M=zeros(n_elim); % Matriz de Ybarra de las barras a eliminar.
K=zeros(n_cons); % Matriz de Ybarra de las barras a conservar.
L=zeros(n_cons,n_elim);
disp('    Barras a eliminar')
disp('-----')
for r=1:n_elim
    bus_elim(r)=input('    Barra a eliminar: ');
end
disp('-----')
disp('    Barras a conservar')
disp('-----')
for r=1:n_cons
    bus_cons(r)=input('    Barra a conservar: ');
end
disp('-----')
% Extraer valores para matriz M.
for q=1:n_elim
    for w=1:n_elim
        if (w~=q)

```

```

        Mc=Yp(bus_elim(q),bus_elim(w));
    end
    if (w==q)
        Mc=Yp(bus_elim(q),bus_elim(w));
    end
    M(q,w)=Mc;
end
end
M;
% Fin de la extraccion de matriz M.
% Extraer valores para matriz K.
for q=1:n_cons
    for w=1:n_cons
        if (w~=q)
            Kc=Yp(bus_cons(q),bus_cons(w));
        end
        if (w==q)
            Kc=Yp(bus_cons(q),bus_cons(q));
        end
        K(q,w)=Kc;
    end
end
K;
% Fin de la extraccion de matriz K.
% Extraer valores para matriz L.
for q=1:n_cons
    for w=1:n_elim
        Lc=Yp(bus_cons(q),bus_elim(w));
        L(q,w)=Lc;
    end
end
end
end
L;
% Fin de la extraccion de matriz L.

disp('      Ybarra reducida posterior a la liberacion de la falla
')
disp('-----')
Yrd=K-L*inv(M)*transpose(L);
Yredup=Yrd
sss=input('      Presione <ENTER>');
end % Final del IF OP==9

if op==10
    opa=6;
    while (opa~=5)
disp('-----')
disp('      Metodo de solucion de la ecuacion de oscilacion')
disp('      [1] Ingresar datos generales para graficar')
disp('      [2] Punto a Punto')
disp('      [3] Euler Modificado')
disp('      [4] Runge-Kutta de 4to orden')
disp('      [5] Regresar al menu principal')
disp('-----')

opa = input('      Indique la operacion : ');

```

```

disp('-----')

if opa==1
clear t n delta0e delta0r delta wr dwr K1 K2 K3 K4 L1 L2 L3 L4
delta_delta kk
tplot=input(' Tiempo de estudio [s]: ');
tc=input(' Tiempo para liberacion de la falla [s]: ');
n=input(' Cantidad de intervalos: ');
n_gen=n_trans;
t0=0;
t(1)=t0;
delta0e=delta0;
delta0r=deg2rad(delta0e);
delta=zeros(n,n_gen);
delta_delta=zeros(n,n_gen);
wr0=[ 0 ; 0 ; 0 ];
wr=zeros(n,n_gen);
dwr0=[ 0 ; 0 ; 0 ];
dwr=zeros(n,n_gen);
K1=zeros(n,n_gen);
K2=zeros(n,n_gen);
K3=zeros(n,n_gen);
K4=zeros(n,n_gen);
L1=zeros(n,n_gen);
L2=zeros(n,n_gen);
L3=zeros(n,n_gen);
L4=zeros(n,n_gen);
fs=60; % Frecuencia del sistema.
delta_t=(tplot-t0)/n;
for r=1:n_gen
delta(1,r)=delta0r(r);
wr(1,r)=wr0(r);
dwr(1,r)=dwr0(r);
kk(r,r)=pi*fs*(delta_t)^2/hg(r,r);
end
end
sss=input(' Presione <ENTER>');
if opa==2 % Algoritmo de Punto a Punto.
% Calculo de potencia mecanica inicial
for i=1:n_gen
suma=0;
for j=1:n_gen

suma=suma+Egmag(i)*Egmag(j)*abs(Yrp(i,j))*cos((angle(Yrp(i,j))-
delta(1,i)+delta(1,j)));
end
Pm(1,i)=suma;
end
% Fin del calculo de potencia mecanica inicial.

% Paso 4.
for i=1:1:n
% Paso 5.
if (t(i)<tc)
for j=1:n_gen
suma=0;

```

```

        for k=1:n_gen
suma=suma+Egmag(j)*Egmag(k)*abs(Yrf(j,k))*cos(angle(Yrf(j,k))-
delta(i,j)+delta(i,k));
        end
        Pe(i,j)=suma;
        if i==1
            Pa(i,j)=(Pm(1,j)-Pe(i,j))/2;
        end
        if i~=1
            Pa(i,j)=(Pm(1,j)-Pe(i,j));
        end

delta_delta(i+1,j)=delta_delta(i,j)+kk(j,j)*Pa(i,j);
        end
        delta(i+1,:)=delta(i,:)+delta_delta(i+1,:);
    end
    if (t(i)>=tc)
        for j=1:n_gen
            suma=0;
            for k=1:n_gen

suma=suma+Egmag(j)*Egmag(k)*abs(Yrd(j,k))*cos(angle(Yrd(j,k))-
delta(i,j)+delta(i,k));
            end
            Pe(i,j)=suma;
            Pa(i,j)=(Pm(1,j)-Pe(i,j));
            delta_delta(i+1,j)=delta_delta(i,j)+kk(j,j)*Pa(i,j);
        end
        delta(i+1,:)=delta(i,:)+delta_delta(i+1,:);
    end
    t(i+1)=t(i)+delta_t;
end
%Fin del lazo para potencias electricas.

subplot(1,2,1)
plot(t,rad2deg(delta))
title('Curvas de oscilacion de ángulo del par absoluto')
xlabel('Tiempo [s]')
ylabel('Ángulo del par [grados]')
legend('Gen 1', 'Gen 2', 'Gen 3')
grid on
grid minor

subplot(1,2,2)
for p=1:(n_gen-1)
    plot(t,rad2deg(delta(:,p+1)-delta(:,1)))
    hold on
end
title('Curvas de oscilacion de ángulo del par relativas al generador 1')
xlabel('Tiempo [s]')
ylabel('Ángulo del par [grados]')
legend('Gen 2','Gen 3')
grid on
grid minor
end % Fin del algoritmo de punto a punto.

```

```

if opa==3 % Algoritmo de Euler Modificado.

    % Calculo de potencia mecanica inicial
    for i=1:n_gen
        suma=0;
        for j=1:n_gen

suma=suma+Egmag(i)*Egmag(j)*abs(Yrp(i,j))*cos((angle(Yrp(i,j))-
delta(1,i)+delta(1,j)));
            end
            Pm(1,i)=suma;
        end
    % Fin del calculo de potencia mecanica inicial.
    % Lazo para solucion de la ecuacion de oscilacion.
    % Paso 4.
    for i=1:1:n
        t(i+1)=t(i)+delta_t;
    % Paso 5.
        if (t(i)<tc)
            for j=1:n_gen
                suma=0;
                for k=1:n_gen

suma=suma+Egmag(j)*Egmag(k)*abs(Yrf(j,k))*cos(angle(Yrf(j,k))-
delta(i,j)+delta(i,k));
                    end
                    Pe(i,j)=suma;
                end
            end
            if (t(i)>=tc)
                for j=1:n_gen
                    suma=0;
                    for k=1:n_gen

suma=suma+Egmag(j)*Egmag(k)*abs(Yrd(j,k))*cos(angle(Yrd(j,k))-
delta(i,j)+delta(i,k));
                        end
                        Pe(i,j)=suma;
                    end
                end
            % Paso 6.
            for g=1:n_gen
                dwr(i,g)=(pi*fs/hg(g,g))*(Pm(1,g)-Pe(i,g));
            end
            % Paso 7.
            delta(i+1,:)=delta(i,:)+wr(i,:)*delta_t;
            wr(i+1,:)=wr(i,:)+dwr(i,:)*delta_t;
            %Paso 8.
            if (t(i+1)<tc)
                for j=1:n_gen
                    suma=0;
                    for k=1:n_gen

suma=suma+Egmag(j)*Egmag(k)*abs(Yrf(j,k))*cos(angle(Yrf(j,k))-
delta(i+1,j)+delta(i+1,k));
                    end
                end
            end
        end
    end
end

```

```

        end
        Pe(i+1,j)=suma;
    end
end
if (t(i+1)>=tc)
    for j=1:n_gen
        suma=0;
        for k=1:n_gen
suma=suma+Egmag(j)*Egmag(k)*abs(Yrd(j,k))*cos(angle(Yrd(j,k))-
delta(i+1,j)+delta(i+1,k));
        end
        Pe(i+1,j)=suma;
    end
end
% Paso 9.
for g=1:n_gen
    dwr(i+1,g)=(pi*fs/hg(g,g))*(Pm(1,g)-Pe(i+1,g));
end
% Paso 10.
for g=1:n_gen
    wr(i+1,g)=(wr(i,g)+wr(i+1,g))/2;
    dwr(i+1,g)=(dwr(i,g)+dwr(i+1,g))/2;
% Paso 11.
    delta(i+1,:)=delta(i,:)+wr(i,:)*delta_t;
    wr(i+1,:)=wr(i,:)+dwr(i,:)*delta_t;
end
% Paso 12.
end
%Fin del lazo para solucion de ecuacion de oscilacion.
% Paso 13.
subplot(2,2,1)
plot(t,rad2deg(delta))
title('Curvas de oscilacion de ángulo del par absoluto')
xlabel('Tiempo [s]')
ylabel('Ángulo del par [grados]')
legend('Gen 1', 'Gen 2', 'Gen 3')
grid on
grid minor

subplot(2,2,2)
plot(t,wr/(2*pi*fs))
title('Curvas de la velocidad relativa del rotor absoluta')
xlabel('Tiempo [s]')
ylabel('Velocidad [pu]')
legend('Gen 1', 'Gen 2', 'Gen 3')
grid on
grid minor

subplot(2,2,3)
for p=1:(n_gen-1)
    plot(t,rad2deg(delta(:,p+1)-delta(:,1)))
    hold on
end
title('Curvas de oscilacion de ángulo del par relativas al generador 1')
xlabel('Tiempo [s]')

```

```

ylabel('Ángulo del par [grados]')
legend('Gen 2', 'Gen 3')
grid on
grid minor

subplot(2,2,4)
for p=1:1:(n_gen-1)
    plot(t, (wr(:,p+1)-wr(:,1))/(2*pi*fs))
    hold on
end
title('Curvas de la velocidad relativa del rotor relativas al generador
1')
xlabel('Tiempo [s]')
ylabel('Velocidad [pu]')
legend('Gen 2', 'Gen 3')
grid on
grid minor
end % Fin del algoritmo de Euler Modificado

if opa==4 % Algoritmo de Runge-Kutta de 4to orden

% Calculo de potencia mecanica inicial
for i=1:n_gen
    suma=0;
    for j=1:n_gen

suma=suma+Egmag(i)*Egmag(j)*abs(Yrp(i,j))*cos((angle(Yrp(i,j))-
delta(1,i)+delta(1,j)));
        end
        Pm(1,i)=suma;
    end
    % Fin del calculo de potencia mecanica inicial.

% Lazo para solucion de la ecuacion de oscilacion.
% Paso 4.
    for i=1:1:n
        t(i+1)=t(i)+delta_t;
        % Paso 5.
        if (t(i+1)<tc)
            for j=1:n_gen
                suma=0;
                for k=1:n_gen

suma=suma+Egmag(j)*Egmag(k)*abs(Yrf(j,k))*cos(angle(Yrf(j,k))-
delta(i,j)+delta(i,k));
                    end
                    Pe(i,j)=suma;
                    K1(i,j)=wr(i,j);
                    L1(i,j)=(pi*fs/hg(j,j))*(Pm(1,j)-Pe(i,j));
                    K2(i,j)=wr(i,j)+L1(i,j)*delta_t/2;
                    sumal=0;
                    for k=1:n_gen

sumal=sumal+Egmag(j)*Egmag(k)*abs(Yrf(j,k))*cos(angle(Yrf(j,k))-
(delta(i,j)+K1(i,j)*delta_t/2)+delta(i,k));
                        end

```

```

        PeL2(i,j)=suma1;
        L2(i,j)=(pi*fs/hg(j,j))*(Pm(1,j)-PeL2(i,j));
        K3(i,j)=wr(i,j)+L2(i,j)*delta_t/2;
        suma2=0;
        for k=1:n_gen

suma2=suma2+Egmag(j)*Egmag(k)*abs(Yrf(j,k))*cos(angle(Yrf(j,k))-(
(delta(i,j)+K2(i,j)*delta_t/2)+delta(i,k)));
        end
        PeL3(i,j)=suma2;
        L3(i,j)=(pi*fs/hg(j,j))*(Pm(1,j)-PeL3(i,j));
        K4(i,j)=wr(i,j)+L3(i,j)*delta_t;
        suma3=0;
        for k=1:n_gen

suma3=suma3+Egmag(j)*Egmag(k)*abs(Yrf(j,k))*cos(angle(Yrf(j,k))-(
(delta(i,j)+K3(i,j)*delta_t)+delta(i,k)));
        end
        PeL4(i,j)=suma3;
        L4(i,j)=(pi*fs/hg(j,j))*(Pm(1,j)-PeL4(i,j));
        % Paso 6.

delta(i+1,j)=delta(i,j)+(1/6)*(K1(i,j)+2*K2(i,j)+2*K3(i,j)+K4(i,j))*delta
_t;

wr(i+1,j)=wr(i,j)+(1/6)*(L1(i,j)+2*L2(i,j)+2*L3(i,j)+L4(i,j))*delta_t;
        end
        end
        if (t(i+1))>=tc
        for j=1:n_gen
        suma=0;
        for k=1:n_gen

suma=suma+Egmag(j)*Egmag(k)*abs(Yrd(j,k))*cos(angle(Yrd(j,k))-
delta(i,j)+delta(i,k));
        end
        Pe(i,j)=suma;
        K1(i,j)=wr(i,j);
        L1(i,j)=(pi*fs/hg(j,j))*(Pm(1,j)-Pe(i,j));
        K2(i,j)=wr(i,j)+L1(i,j)*delta_t/2;
        suma1=0;
        for k=1:n_gen

suma1=suma1+Egmag(j)*Egmag(k)*abs(Yrd(j,k))*cos(angle(Yrd(j,k))-(
(delta(i,j)+K1(i,j)*delta_t/2)+delta(i,k)));
        end
        PeL2(i,j)=suma1;
        L2(i,j)=(pi*fs/hg(j,j))*(Pm(1,j)-PeL2(i,j));
        K3(i,j)=wr(i,j)+L2(i,j)*delta_t/2;
        suma2=0;
        for k=1:n_gen

suma2=suma2+Egmag(j)*Egmag(k)*abs(Yrd(j,k))*cos(angle(Yrd(j,k))-(
(delta(i,j)+K2(i,j)*delta_t/2)+delta(i,k)));
        end
        PeL3(i,j)=suma2;
        L3(i,j)=(pi*fs/hg(j,j))*(Pm(1,j)-PeL3(i,j));

```

```

        K4(i,j)=wr(i,j)+L3(i,j)*delta_t;
        suma3=0;
        for k=1:n_gen

suma3=suma3+Egmag(j)*Egmag(k)*abs(Yrd(j,k))*cos(angle(Yrd(j,k)) -
(delta(i,j)+K3(i,j)*delta_t)+delta(i,k));
        end
        PeL4(i,j)=suma3;
        L4(i,j)=(pi*fs/hg(j,j))*(Pm(1,j)-PeL4(i,j));
        % Paso 6.

delta(i+1,j)=delta(i,j)+(1/6)*(K1(i,j)+2*K2(i,j)+2*K3(i,j)+K4(i,j))*delta
_t;

wr(i+1,j)=wr(i,j)+(1/6)*(L1(i,j)+2*L2(i,j)+2*L3(i,j)+L4(i,j))*delta_t;
        end
        end
        % Paso 7.
    end
%Fin del lazo para solucion de ecuacion de oscilacion.
% Paso 8.
subplot(2,2,1)
plot(t,rad2deg(delta))
title('Curvas de oscilacion de ángulo del par absoluto')
xlabel('Tiempo [s]')
ylabel('Ángulo del par [grados]')
legend('Gen 1', 'Gen 2', 'Gen 3')
grid on
grid minor

subplot(2,2,2)
plot(t,wr/(2*pi*fs))
title('Curvas de la velocidad relativa del rotor absoluta')
xlabel('Tiempo [s]')
ylabel('Velocidad [pu]')
legend('Gen 1', 'Gen 2', 'Gen 3')
grid on
grid minor

subplot(2,2,3)
for p=1:1:(n_gen-1)
    plot(t,rad2deg(delta(:,p+1)-delta(:,1)))
    hold on
end
title('Curvas de oscilacion de ángulo del par relativas al generador 1')
xlabel('Tiempo [s]')
ylabel('Ángulo del par [grados]')
legend('Gen 2', 'Gen 3')
grid on
grid minor

subplot(2,2,4)
for p=1:1:(n_gen-1)
    plot(t,(wr(:,p+1)-wr(:,1))/(2*pi*fs))
    hold on
end

```

```

title('Curvas de la velocidad relativa del rotor relativas al generador
1')
xlabel('Tiempo [s]')
ylabel('Velocidad [pu]')
legend('Gen 2', 'Gen 3')
grid on
grid minor
    end % Fin del algoritmo de Runge-Kutta de 4to orden
    end % Fin del WHILE MENU ESTABILIDAD
end % Final del IF OP==10

if op==11
clear t tplot tc1 tc2 n delta_t wr dwr
disp('-----')
disp('      Determinacion Grafica del Tiempo Critico de
Libramiento')
tplot=input('      Tiempo de estudio [s]: ');
tc1=input('      Tiempo de libramiento inferior [s]: ');
tc2=input('      Tiempo de libramiento superior [s]: ');
delta_tc=(tc2-tc1)/10;
fs=60;
t0=0;
t(1)=t0;
n=10000;
delta_t=(tplot-t0)/n;
n_gen=n_trans;
delta0e=[ delta0(1) ; delta0(2) ; delta0(3) ];
delta0r=deg2rad(delta0e);
delta=zeros(n,n_gen);
delta_delta=zeros(n,n_gen);
wr0=[ 0 ; 0 ; 0 ];
wr=zeros(n,n_gen);
dwr0=[ 0 ; 0 ; 0 ];
dwr=zeros(n,n_gen);
K1=zeros(n,n_gen);
K2=zeros(n,n_gen);
K3=zeros(n,n_gen);
K4=zeros(n,n_gen);
L1=zeros(n,n_gen);
L2=zeros(n,n_gen);
L3=zeros(n,n_gen);
L4=zeros(n,n_gen);
for r=1:n_gen
    delta(1,r)=delta0r(r);
    wr(1,r)=wr0(r);
    dwr(1,r)=dwr0(r);
end
% Calculo de potencia mecanica inicial
for i=1:n_gen
    suma=0;
    for j=1:n_gen
suma=suma+Egmag(i)*Egmag(j)*abs(Yrp(i,j))*cos((angle(Yrp(i,j))-
delta(1,i)+delta(1,j)));
        end
        Pm(1,i)=suma;
    end
end

```

```

% Fin del calculo de potencia mecanica inicial.

for tc=tc1:delta_tc:tc2
% Lazo para solucion de la ecuacion de oscilacion.
% Paso 4.
for i=1:1:n
    t(i+1)=t(i)+delta_t;
    % Paso 5.
    if (t(i+1)<tc)
        for j=1:n_gen
            suma=0;
            for k=1:n_gen

suma=suma+Egmag(j)*Egmag(k)*abs(Yrf(j,k))*cos(angle(Yrf(j,k))-
delta(i,j)+delta(i,k));
                end
                Pe(i,j)=suma;
                K1(i,j)=wr(i,j);
                L1(i,j)=(pi*fs/hg(j,j))*(Pm(1,j)-Pe(i,j));
                K2(i,j)=wr(i,j)+L1(i,j)*delta_t/2;
                suma1=0;
                for k=1:n_gen

suma1=suma1+Egmag(j)*Egmag(k)*abs(Yrf(j,k))*cos(angle(Yrf(j,k))-
(delta(i,j)+K1(i,j)*delta_t/2)+delta(i,k));
                    end
                    PeL2(i,j)=suma1;
                    L2(i,j)=(pi*fs/hg(j,j))*(Pm(1,j)-PeL2(i,j));
                    K3(i,j)=wr(i,j)+L2(i,j)*delta_t/2;
                    suma2=0;
                    for k=1:n_gen

suma2=suma2+Egmag(j)*Egmag(k)*abs(Yrf(j,k))*cos(angle(Yrf(j,k))-
(delta(i,j)+K2(i,j)*delta_t/2)+delta(i,k));
                        end
                        PeL3(i,j)=suma2;
                        L3(i,j)=(pi*fs/hg(j,j))*(Pm(1,j)-PeL3(i,j));
                        K4(i,j)=wr(i,j)+L3(i,j)*delta_t;
                        suma3=0;
                        for k=1:n_gen

suma3=suma3+Egmag(j)*Egmag(k)*abs(Yrf(j,k))*cos(angle(Yrf(j,k))-
(delta(i,j)+K3(i,j)*delta_t)+delta(i,k));
                            end
                            PeL4(i,j)=suma3;
                            L4(i,j)=(pi*fs/hg(j,j))*(Pm(1,j)-PeL4(i,j));
                            % Paso 6.

delta(i+1,j)=delta(i,j)+(1/6)*(K1(i,j)+2*K2(i,j)+2*K3(i,j)+K4(i,j))*delta
_t;

wr(i+1,j)=wr(i,j)+(1/6)*(L1(i,j)+2*L2(i,j)+2*L3(i,j)+L4(i,j))*delta_t;
                end
            end
        end
    end
    if (t(i+1)>=tc)
        for j=1:n_gen
            suma=0;

```

```

        for k=1:n_gen

suma=suma+Egmag(j)*Egmag(k)*abs(Yrd(j,k))*cos(angle(Yrd(j,k))-
delta(i,j)+delta(i,k));
        end
        Pe(i,j)=suma;
        K1(i,j)=wr(i,j);
        L1(i,j)=(pi*fs/hg(j,j))*(Pm(1,j)-Pe(i,j));
        K2(i,j)=wr(i,j)+L1(i,j)*delta_t/2;
        suma1=0;
        for k=1:n_gen

suma1=suma1+Egmag(j)*Egmag(k)*abs(Yrd(j,k))*cos(angle(Yrd(j,k))-
(delta(i,j)+K1(i,j)*delta_t/2)+delta(i,k));
        end
        PeL2(i,j)=suma1;
        L2(i,j)=(pi*fs/hg(j,j))*(Pm(1,j)-PeL2(i,j));
        K3(i,j)=wr(i,j)+L2(i,j)*delta_t/2;
        suma2=0;
        for k=1:n_gen

suma2=suma2+Egmag(j)*Egmag(k)*abs(Yrd(j,k))*cos(angle(Yrd(j,k))-
(delta(i,j)+K2(i,j)*delta_t/2)+delta(i,k));
        end
        PeL3(i,j)=suma2;
        L3(i,j)=(pi*fs/hg(j,j))*(Pm(1,j)-PeL3(i,j));
        K4(i,j)=wr(i,j)+L3(i,j)*delta_t;
        suma3=0;
        for k=1:n_gen

suma3=suma3+Egmag(j)*Egmag(k)*abs(Yrd(j,k))*cos(angle(Yrd(j,k))-
(delta(i,j)+K3(i,j)*delta_t)+delta(i,k));
        end
        PeL4(i,j)=suma3;
        L4(i,j)=(pi*fs/hg(j,j))*(Pm(1,j)-PeL4(i,j));
        % Paso 6.

delta(i+1,j)=delta(i,j)+(1/6)*(K1(i,j)+2*K2(i,j)+2*K3(i,j)+K4(i,j))*delta
_t;

wr(i+1,j)=wr(i,j)+(1/6)*(L1(i,j)+2*L2(i,j)+2*L3(i,j)+L4(i,j))*delta_t;
        end
        end
        % Paso 7.
end
%Fin del lazo para potencias electricas.
% Paso 13.
subplot(1,2,1)
plot(t,rad2deg(delta(:,1)), 'r')
hold on
plot(t,rad2deg(delta(:,2)), 'g')
hold on
plot(t,rad2deg(delta(:,3)), 'b')
hold on
title('Curvas de oscilacion de ángulo del par absoluto')
xlabel('Tiempo [s]')
ylabel('Ángulo del par [grados]')

```

```

legend('Gen 1', 'Gen 2', 'Gen 3')
grid on
grid minor

subplot(1,2,2)
plot(t,wr(:,1)/(2*pi*fs),'r')
hold on
plot(t,wr(:,2)/(2*pi*fs),'g')
hold on
plot(t,wr(:,3)/(2*pi*fs),'b')
hold on
title('Curvas de la velocidad relativa del rotor absoluta')
xlabel('Tiempo [s]')
ylabel('Velocidad [pu]')
legend('Gen 1', 'Gen 2', 'Gen 3')
grid on
grid minor

end

end % Final del IF OP==11

end % END MAIN WHILE

```

Anexo A5: Archivo de texto flujo.txt

Los datos se encuentran arreglados de la siguiente forma:

V_barra angulo_grados P_gen P_carga Q_gen Q_carga

El archivo de texto empieza aquí:

1.040 0 0.716 0 0.270 0

1.025 9.3 1.630 0 0.067 0

1.025 4.7 0.850 0 -0.109 0

1.026 -2.2 0 0 0 0

0.996 -4.0 0 1.250 0 0.500

1.013 -3.7 0 0.900 0 0.300

1.026 3.7 0 0 0 0

1.016 0.7 0 1.000 0 0.350

1.032 2.0 0 0 0 0

Anexo A6: Código del archivo Datos_Simulink.m

```
% Datos del sistema de potencia multimaquina para estudio de estabilidad
transitoria en SIMULINK
clc;
clear all;
% Declaracion global de variables.
global fs n_g n_b rtd dtr Yaf Ydf Ypf
global E1 E2 E3 del1 del2 del3
global Pm1 Pm2 Pm3 xd1 xd2 xd3
global H1 H2 H3
global tcl

fs = 60; % Frecuencia del sistema.
n_g = 3; % Numero de generadores.
n_b = 9; % Numero de barras.
rtd=180/pi;
dtr=pi/180;

% Matrices Ybarra reducidas en pu.

Yaf = [ 0.8455-2.9883*i 0.2871+1.5129*i 0.2096+1.2256*i ;
        0.2871+1.5129*i 0.4200-2.7239*i 0.2133+1.0879*i ;
        0.2096+1.2256*i 0.2133+1.0879*i 0.2770-2.3681*i ];

Ydf = [ 0.6568-3.8160*i 0.0000+0.0000*i 0.0701+0.6306*i ;
        0.0000+0.0000*i 0.0000-5.4855*i 0.0000+0.0000*i ;
        0.0701+0.6306*i 0.0000+0.0000*i 0.1740-2.7959*i ];

Ypf = [ 1.1386-2.2966*i 0.1290+0.7063*i 0.1824+1.0637*i ;
        0.1290+0.7063*i 0.3745-2.0151*i 0.1921+1.2067*i ;
        0.1824+1.0637*i 0.1921+1.2067*i 0.2691-2.3516*i ];

% Magnitud de las tensiones internas transitorias de los generadores
sincronos en pu.

E1 = 1.0566;
E2 = 1.0503;
E3 = 1.0169;

% Angulos de par inicial de los generadores sincronos en grados
electricos.

del1 = 2.2704*dtr;
del2 = 19.7510*dtr;
del3 = 13.2023*dtr;

% Potencias mecanicas de entrada a los generadores sincronos en pu.

Pm1 = 0.7149;
Pm2 = 1.6303;
```

```

Pm3 = 0.8511;

% Reactancias transitorias de los generadore sincronos en pu.

xd1 = 0.0608;
xd2 = 0.1198;
xd3 = 0.1813;

% Constantes de inercia de los generadores sincronos en MJ/MVA.

H1 = 23.64;
H2 = 6.4;
H3 = 3.01;

disp('      Ingresar tiempo para libramiento de falla [s]')
disp('-----')
disp('-')
tcl = input ('      Tclear = ');
disp('-----')
disp('-')

```