UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE ELECTROTÉCNIA Y COMPUTACIÓN
INGENIERÍA ELÉCTRICA

ESTABILIDAD TRANSITORIA DE LOS GENERADORES SíNCRONOS EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Trabajo Monográfico para optar al título de:
Ingeniero Eléctrico

Presentado por
Br. Benjamin Nataniel Guerrero Rivera

Tutor:
Msc. Sandro Yohasner Chavarría Condega.

Managua, Nicaragua octubre de 2020

DEDICATORIA

A Dios por su infinito amor y misericordia que me ha acompañado en todos los días de mi vida, por haberme ayudado a concluir mi carrera Universitaria.

A mi familia por su inmenso apoyo e instrucciones que hizo posible lograr esta meta. Le doy gracias a mi tutor Msc. Sandro Chavarría por su guía. A todos los profesores que aportaron sus conocimientos para mi formación académica. A mis amigos.

Gracias a todos.

RESUMEN

En el presente documento se realizó un estudio de estabilidad transitoria el cual contempla los modelos de los elementos que forman parte del sistema eléctrico de potencia (SEP), métodos numéricos entre otros aspectos teóricos para el análisis de estabilidad. La investigación es de tipo experimental porque se desarrollan simulaciones para analizar los efectos de los reguladores automáticos de voltaje (AVR) y estabilizadores de sistemas de potencia (PSS) en la estabilidad transitoria.

El análisis de estabilidad transitoria es uno de los estudios importantes en la planificación y el mantenimiento para el funcionamiento óptimo y seguro de los SEP. La estabilidad transitoria se define como la capacidad del sistema de potencia de mantener su sincronismo cuando se somete a una perturbación severa.

En específico el modelo de SEP que se utilizó para este estudio es el IEEE9, en el cual se realizó el análisis de estabilidad transitoria durante una falla trifásica en una de las líneas de transmisión, se utilizaron los modelos de sistema de excitación (DC1, AC1, ST1) y PSS, cuyos efectos se estudiaron a través de diversos casos de simulaciones en el programa Etap y se compararon los rendimientos de estos modelos. Además, se describe la mejora del rendimiento de estabilidad transitoria mediante el uso de estos modelos de excitación en conjunto con el PSS. También se desarrolló un código en MATLAB para el estudio clásico de estabilidad en un sistema multimáquinas y se realizó la sintonización de un PID para un AVR mediante el método clásico de localización de polos.

ABSTRACT

In this document, a transient stability study was carried out which includes the models of the elements that are part of the SEP, numerical methods among other theoretical aspects for the stability analysis. The research is experimental because simulations are developed to analyze the effects of AVR and PSS on transient stability.

Transient stability analysis is one of the important studies in planning and maintenance for the optimal and safe operation of electrical power systems (SEP). The transient stability is defined as the ability of the power system to keep up synchronism when subjected to a severe disturbance.

Specifically, the model of the power electrical system that was used for this study is IEEE9, in which the transient stability analysis was performed during a three-phase fault in one of the transmission lines, the excitation system models (DC1, AC1, ST1) and power system stabilizers (PSS), whose effects were studied through various cases of simulations in the ETAP program and the performances of these models were compared. Furthermore, the improvement of the transient stability performance is described by using these excitation models in conjunction with the PSS. A code was also developed in MATLAB for the classical study of stability in a multi-machine system and the tuning of a PID for an AVR was performed using the classic pole location method.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN 1

ANTECEDENTES 3

JUSTIFICACIÓN 5

OBJETIVOS 6

OBJETIVO GENERAL 6

OBJETIVOS ESPECÍFICOS 6

CAPITULO 1: ESTUDIO DE ESTABILIDAD TRANSITORIA Y MODELADO MATEMÁTICO 7

1.1 Dinámica de un sistema eléctrico de potencia 7

1.2 Clasificación de los tipos de estabilidad 8

1.2.1 Estabilidad angular 9

1.2.2 Estabilidad de tensión 12

1.2.3 Estabilidad de frecuencia 13

1.2.4 Estabilidad angular transitoria 14

1.3 Modelado Matemático de la dinámica del rotor en las Máquinas Síncronas 16

1.3.1 Dinámica del rotor y la ecuación de oscilación 16

1.3.2 Ecuación Potencia- Ángulo 21

1.3.3 Criterio de áreas iguales para la estabilidad 23

1.3.4 Análisis del criterio de áreas iguales aplicado a un generador síncrono conectado a una barra infinita. 26

1.4 Modelado Matemático de sistemas de potencia para estudios de estabilidad. 30

1.4.1 Modelado de la Maquina Síncrona 30

1.4.2 Modelado de transformador de potencia 39
1.4.3 Modelado de líneas de transmisión 43
1.4.4 Modelados de carga 45
1.5 Modelo Clásico para estudios de estabilidad en sistemas de potencia multimáquinas. 47
CAPITULO 2: MÉTODOS NUMÉRICOS PARA EL ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA 54
2.1 Métodos numéricos 54
2.2 Método modificado de Euler 54
2.3 Métodos Runge-Kutta 56
2.4 Solución de la ecuación de oscilación del problema de estabilidad aplicando métodos numéricos. 58
CAPITULO 3: SISTEMAS DE CONTROL EXCITACIÓN 64
3.1 Elementos de un Sistema de Control de Excitación (SCE) 64
3.2 Tipos de Sistema de Excitación 66
3.2.1 Excitación de Corriente Continua 66
3.2.2 Excitación de Sistemas de Corriente Alterna 67
3.2.3 Sistemas de Excitación Estática 70
3.3 Análisis del desempeño de un sistema de control de excitación 72
3.3.1 Características de desempeño de señales grandes 73
3.3.2 Caracterización del Desempeño de Pequeña Señal 76
3.4 Control y Funciones de Protección 81
3.4.1 Regulador AC y DC 82
3.4.2 Circuitos Estabilizadores del SCE 82
3.4.3 Regulador automático de voltaje (AVR) 83
3.4.4 Estabilizador del Sistema de Potencia (PSS) 84

3.4.5 Compensador de Carga 86
3.4.6 Limitador de Excitación Baja (UEL) 87
3.4.7 Limitador de Sobreexcitación (OXL) 88
3.4.8 Limitador y Protección Volts/Hertz 89
3.4.9 Circuito de Campo-Reducido 90
3.5 Modelamiento de la Componentes del SCE 90
3.5.1 Excitación Independiente DC 90
3.5.2 Excitador DC Autoexcitado. 94
3.5.3 Excitador AC y Rectificadores 95
3.5.4 Amplifidores CA 97
3.5.5 Circuito Estabilizador del SCE 98
3.5.6 Limites Windup y Non-Windup 99
3.5.7 Transductor del Voltaje de Terminales y Compensado de Carga 101
3.6 Modelamiento Completo del SCE 102
3.6.1 Tipo DC1A 103
3.6.2 Tipo AC1A 103
3.6.3 Tipo ST1A 104
CAPITULO 4: ÁNALISIS Y PRESENTACIÓN RESULTADOS 105
4.1 Estudio clásico de un sistema multimáquinas aplicando el algoritmo de Runge-Kutta de cuarto orden. 106
4.2 ETAP 108
4.2.1 Comparación de los modelos de AVR y PSS en ETAP. 109
CONCLUSIONES 126
RECOMENDACIONES 129

REFERENCIAS 130

APENDICE 132

INDICE DE FIGURAS

FIGURA 1 CLASIFICACIÓN DE ESTABILIDAD EN LOS SEP 8
FIGURA 2 RESPUESTA DEL ÁNGULO DEL ROTOR A UNA PERTURBACIÓN TRANSITORIA. 16
FIGURA 3 REPRESENTACIÓN DEL ROTOR DE UNA MÁQUINA SÍNCRONA COMPARANDO LA DIRECCIÓN Y LOS PARES MECÁNICO Y ELÉCTRICO PARA: A) GENERADOR, B) MOTOR, (GRAINGER & STEVENSON, 1996). 17
FIGURA 4 DIAGRAMA FASORIAL DE UNA MÁQUINA SINCRÓNICA PARA ESTUDIOS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA (GRAINGER & STEVENSON, 1996). 21
FIGURA 5 DIAGRAMA ESQUEMÁTICO PARA ESTUDIOS DE ESTABILIDAD (GRAINGER & STEVENSON, 1996). 22
FIGURA 6 CURVA POTENCIA-ÁNGULO (ANDERSON & FOUAD, 2003). 23
FIGURA 7 CURVA POTENCIA ÁNGULO EN DONDE LOS PUNTOS a Y e LA VELOCIDAD DEL ROTOR ES LA SÍNCRONA (GRAINGER & STEVENSON, 1996). 25
FIGURA 8 CURVA POTENCIA ÁNGULO QUE MUESTRA EL ÁNGULO CRÍTICO DE LIBRAMIENTO δ_{cr}. LAS ÁREAS $A1$ Y $A2$ SON IGUALES (GRAINGER & STEVENSON, 1996). 25
FIGURA 9 DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA CONECTADO A UNA BARRA INFINITA (GRAINGER & STEVENSON, 1996). 27
FIGURA 10 CURVAS DE POTENCIA-ÁNGULO PARA EL GENERADOR DE LA FIGURA 1.9 LAS ÁREAS $A1$ Y $A2$ SON IGUALES (GRAINGER & STEVENSON, 1996). 27
FIGURA 11 CURVAS DE POTENCIA-ÁNGULO PARA EL GENERADOR DE LA FIGURA 1.9 LAS ÁREAS $A3$ Y $A4$ SON IGUALES (GRAINGER & STEVENSON, 1996). 29
FIGURA 12 EL CRITERIO DE ÁREAS IGUALES APLICADO AL LIBRAMIENTO DE LA FALLA CUANDO SE TRASMITE POTENCIA DURANTE LA FALLA. LAS ÁREAS $A1$ Y $A2$ SON IGUALES (GRAINGER & STEVENSON, 1996). 29
FIGURA 13 REPRESENTACIÓN DE UNA MÁQUINA SÍNCRONA. 32
FIGURA 14 CIRCUITOS DE LOS DEVANADOS DE LA MÁQUINA SÍNCRONA. 32
FIGURA 15 REPRESENTACIÓN DE UN GENERADOR SINCRÓNICO DE POLOS SALIENTES MEDIANTE LAS BOBINAS DE EJES DIRECTO Y DE CUADRATURA DEL EQUIVALENTE DE LA ARMADURA, ROTANDO EN SINCRONISMO CON EL DEVANADO DE CAMPO EN EL ROTOR (GRAINGER & STEVENSON, 1996). 37
FIGURA 16 CIRCUITO EQUIVALENTE PARA EL GENERADOR SINCRÓNICO DE POLOS SALIENTES (GRAINGER & STEVENSON, 1996). 38
FIGURA 17 CIRCUITO DEL TRANSFORMADOR IDEAL DE DOS DEVANADOS (KUNDUR, 1994). 39

FIGURA 18 CIRCUITO EQUIVALENTE EN PU (KUNDUR, 1994). 41
FIGURA 19 CIRCUITO EQUIVALENTE NORMALIZADO DEL TRANSFORMADOR DE DOS DEVANADOS (KUNDUR, 1994). 41
FIGURA 20 DIAGRAMA GENERAL DEL CIRCUITO Π CON TAP FUERA DE SU POSICIÓN NOMINAL (KUNDUR, 1994). 42
FIGURA 21 CIRCUITO Π EQUIVALENTE DE UN TRANSFORMADOR CON TAP FUERA DE SU POSICIÓN NOMINAL (KUNDUR, 1994) 43
FIGURA 22 CIRCUITO EQUIVALENTE Π DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN (KUNDUR, 1994). 44
FIGURA 23 CIRCUITO NOMINAL DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN (GRAINGER & STEVENSON, 1996). 44
FIGURA 24 REPRESENTACIÓN DE UN SISTEMA MULTIMÁQUINAS (MODELO CLÁSICO) (ANDERSON & FOUAD, 2003). 48
FIGURA 25 CIRCUITO DEL GENERADOR PARA CALCULAR δ_0 51
FIGURA 26 APROXIMACIÓN DE $\mathrm{Y(X1)}$ MEDIANTE UNA LÍNEA TANGENTE. 55
FIGURA 27 LA PENDIENTE MPROM ES EL PROMEDIO DE $\mathrm{M0}$ Y $\mathrm{M1}$ 56
FIGURA 28 REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE LAS PENDIENTES ESTIMADAS EMPLEADA EN EL MÉTODO RK DE CUARTO ORDEN. 58
FIGURA 29 DIAGRAMA DE BLOQUES DEL SISTEMA DE CONTROL DE EXCITACIÓN DEL GENERADOR SÍNCRONO. 65
FIGURA 30 SISTEMA DE EXCITACIÓN DC CON REGULADOR DE VOLTAJE AMPLIDINE (KUNDUR, 1994). 67
FIGURA 31 SISTEMA DE EXCITACIÓN DE ALTERNADOR RECTIFICADO CON CAMPO CONTROLADO (KUNDUR, 1994). 68
FIGURA 32 SISTEMA DE EXCITACIÓN DE RECTIFICADOR CONTROLADO SUMINISTRADO POR EL ALTERNADOR (KUNDUR, 1994). 69
FIGURA 33 SISTEMA DE EXCITACIÓN SIN ESCOBILLAS (KUNDUR, 1994). 70
FIGURA 34 SISTEMA DE EXCITACIÓN DE RECTIFICADOR CONTROLADO DE FUENTE-POTENCIAL (KUNDUR, 1994). 71
FIGURA 35 SISTEMA DE CONTROL DE EXCITACIÓN EN LA FORMA CLÁSICA DE CONTROL DE RETROALIMENTACIÓN (KUNDUR, 1994). 73
FIGURA 36 RESPUESTA NOMINAL DEL SISTEMA DE EXCITACIÓN. 76
FIGURA 37 TIEMPO TÍPICO DE RESPUESTA CON IMPULSO EN LA ENTRADA. 77
FIGURA 38 RESPUESTA DE FRECUENCIA TÍPICA DE CIRCUITO ABIERTO DE UN SISTEMA DE CONTROL DE EXCITACIÓN CON GENERADOR DE CIRCUITO ABIERTO. 79
FIGURA 39 RESPUESTA DE FRECUENCIA TÍPICA DE CIRCUITO CERRADO CON GENERADOR DE CIRCUITO ABIERTO. 80

FIGURA 40 CONTROL DEL SISTEMA DE EXCITACIÓN Y CIRCUITOS DE PROTECCIÓN (KUNDUR, 1994). 82
FIGURA 41 SISTEMA DE CONTROL DE EXCITACIÓN CON RETROALIMENTACIÓN DE ESTABILIZACIÓN (KUNDUR, 1994). 83
FIGURA 42 MODELO DEL AVR (OBTENIDO DE (KUNDUR, 1994)) 84
FIGURA 43 SISTEMAS BÁSICOS INCLUIDO PSS 85
FIGURA 44 BLOQUES DE DISEÑO DEL PSS 86
FIGURA 45 DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DEL COMPENSADOR DE CARGA (KUNDUR, 1994). 87
FIGURA 46 COORDINACIÓN ENTRE EL UEL Y LOE RELÉS Y LÍMITES DE ESTABILIDAD (KUNDUR, 1994). 87
FIGURA 47 COORDINACIÓN DE LIMITACIÓN DE SOBREEXCITACIÓN CON CAPACIDAD TÉRMICA DE CAMPO (KUNDUR, 1994). 89
FIGURA 48 CIRCUITO DE DERIVACIÓN DE CAMPO UTILIZANDO UN TIRISTOR Y UN FDR (KUNDUR, 1994). 90
FIGURA 49 EXCITADOR DC CON EXCITACIÓN SEPARADA (KUNDUR, 1994). 90
FIGURA 50 CURVA CARGA-SATURACIÓN DEL EXCITADOR (KUNDUR, 1994). 91
FIGURA 51 DIAGRAMA DE BLOQUE DE UN EXCITADOR DC (KUNDUR, 1994) 93
FIGURA 52 EXCITADOR DC AUTOEXCITADO (KUNDUR, 1994). 94
FIGURA 53 DIAGRAMA DE BLOQUE DE UN EXCITADOR AC (KUNDUR, 1994). 95
FIGURA 54 CARACTERÍSTICAS DE SATURACIÓN DE UN EXCITADOR AC (KUNDUR, 1994). 96
FIGURA 55 MODELO DE REGULACIÓN DE RECTIFICADOR (KUNDUR, 1994). 97
FIGURA 56 MODELO DEL AMPLIFICADOR (KUNDUR, 1994). 97
FIGURA 57 SISTEMA DE EXCITACIÓN ESTABILIZADOR POR TRANSFORMADOR (KUNDUR, 1994). 98
FIGURA 58 INTEGRATOR WITH WINDUP LIMITS (KUNDUR, 1994). 99
FIGURA 59 INTEGRATOR WITH NON-WINDUP LIMITS (KUNDUR, 1994) 100
FIGURA 60 BLOQUE CON UNA CONSTANTE DE TIEMPO CON LIMITACIÓN WINDUP (KUNDUR, 1994) 100
FIGURA 61 BLOQUE CON UNA CONSTANTE DE TIEMPO SIN LIMITACIÓN WINDUP (KUNDUR, 1994) 101
FIGURA 62 FUNCIONES COMPUERTAS DE BAJO Y ALTO VALOR (KUNDUR, 1994). 101
FIGURA 63 MODELO DE TRANSDUCTOR DE VOLTAJE TERMINAL Y COMPENSADOR DE CARGA (KUNDUR, 1994). 102
FIGURA 64 ESTRUCTURA DE UN MODELO DE EXCITACIÓN DETALLADO (KUNDUR, 1994). 102

FIGURA 65 SISTEMA DE CONTROL DE EXCITACIÓN MODELO IEEE DC1A (KUNDUR, 1994). 103
FIGURA 66 SISTEMA DE CONTROL DE EXCITACIÓN MODELO IEEE AC1A (KUNDUR, 1994). 103
FIGURA 67 SISTEMA DE CONTROL DE EXCITACIÓN MODELO IEEE ST1A (KUNDUR, 1994) 104
FIGURA 68 SISTEMA DE TRANSMISIÓN DEL EJEMPLO 16.9 (GRAINGER & STEVENSON, 1996) 106
FIGURA 69 CURVAS DE OSCILACIÓN PARA LAS MAQUINAS 1 Y 2 PARA UN TIEMPO DE LIBRAMIENTO DE 0.05S 107
FIGURA 70 CURVAS DE OSCILACIÓN PARA LAS MAQUINAS 1 Y 2 PARA UN TIEMPO DE LIBRAMIENTO DE 0.225S 107
FIGURA 71 CASO 1.DC1 SIN PSS1A ANGULO DE PAR (RELATIVO) 112
FIGURA 72 CASO 1.DC1 SIN PSS1A (POTENCIA ACTIVA) 112
FIGURA 73 CASO 1.DC1 SIN PSS1A (EFD) 113
FIGURA 74 CASO 2. DC1 CON PSS1A ANGULO DE PAR (RELATIVO) 114
FIGURA 75 CASO 2. DC1 CON PSS1A (POTENCIA ACTIVA) 115
FIGURA 76 CASO 2. DC1 CON PSS1A (EFD) 116
FIGURA 77 CASO 3.AC1 SIN PSS1A ANGULO DE PAR (RELATIVO) 116
FIGURA 78 CASO 3. AC1 SIN PSS1A (POTENCIA ACTIVA) 117
FIGURA 79 CASO 3. AC1 SIN PSS1A (EFD) 117
FIGURA 80 CASO 4.AC1 CON PSS1A ANGULO DE PAR (RELATIVO) 119
FIGURA 81 CASO 4.AC1 CON PSS1A (POTENCIA ACTIVA) 120
FIGURA 82 CASO 4.AC1 CON PSS1A (EFD) 120
FIGURA 83 CASO 5.ST1 SIN PSS1A.ANGULO DE PAR (RELATIVO) 122
FIGURA 84 CASO 5.ST1 SIN PSS1A (POTENCIA ACTIVA) 122
FIGURA 85 CASO 5.ST1 SIN PSS1A (EFD) 123
FIGURA 86 CASO 6.ST1 CON PSS1A. ANGULO DE PAR (RELATIVO) 124
FIGURA 87 CASO 6.ST1 CON PSS1A (POTENCIA ACTIVA) 125
FIGURA 88 CASO 6.ST1 CON PSS1A (EFD) 125
FIGURA 89 MODELO SIMPLIFICADO DE AVR TIPO AC 141
FIGURA 90 RESPUESTA A UNA ENTRADA DE REFERENCIA EN ESCALÓN UNITARIO DE LA FUNCIÓN DE TRANSFERENCIA EN LAZO CERRADO DEL SISTEMA DE EXCITACIÓN DEL GENERADOR SÍNCRONO DE 100MVA PARA KP=79.2512, TI =1.1481, TD=0.2870. 144

FIGURA 91 RESPUESTA EN FRECUENCIA EN LAZO CERRADO DEL SISTEMA DE CONTROL DE EXCITACIÓN DEL GENERADOR SÍNCRONO 100MVA PARA K_P=79.2512, T_I=1.1481, T_D=0.2870. 145
FIGURA 92 LUGAR DE RAÍCES DEL SISTEMA DE CONTROL DE EXCITACIÓN DISEÑADO POR EL MÉTODO DE ASIGNACIÓN DE POLO..... 146

INDICE DE TABLAS

TABLA 1 COMPARACIÓN DE LOS SISTEMAS DE EXCITACIÓN EN ETAP. 110
TABLA 2 DATOS DE LÍNEAS Y TRANSFORMADORES PARA EL EJEMPLO 16.9 132
TABLA 3 DATOS DE BARRA Y VALORES DE FLUJOS DE POTENCIA ANTERIORES A LA FALLA. 132
TABLA 4 ELEMENTOS DE LA MATRIZ DE ADMITANCIAS DE BARRA ANTERIOR A LA FALLA PARA EL EJEMPLO 16.9 133
TABLA 5 ELEMENTOS DE LA MATRIZ DE ADMITANCIAS DE BARRA DURANTE LA FALLA PARA EL EJEMPLO 16.9 133
TABLA 6 ELEMENTOS DE LA MATRIZ DE ADMITANCIAS DE BARRA POSTERIOR A LA FALLA PARA EL EJEMPLO 16.9 133
TABLA 7 PARÁMETROS DE LOS GENERADORES SÍNCRONOS 138
TABLA 8 PARÁMETROS DINÁMICOS DE LOS GENERADORES SÍNCRONOS 138
TABLA 9 POWER SYSTEM STABILIZER INPUT DATA (IEEE PSS1A) 138
TABLA 10 EXCITER INPUT DATA (DC1) 138
TABLA 11 EXCITER INPUT DATA (AC1) 139
TABLA 12 EXCITER INPUT DATA (ST1) 139

INTRODUCCIÓN

Los sistemas eléctricos de potencia están constituidos de múltiples generadores síncronos, siendo este el elemento principal de una central eléctrica convencional; los cuales permiten ejercer el control de la frecuencia-potencia en el sistema eléctrico asegurando mayor continuidad del suministro de energía eléctrica. La continuidad del servicio eléctrico está en función de la seguridad del SEP, la cual se evalúa a través de estudios de estabilidad de un SEP ante disturbios eléctricos.

La estabilidad de un SEP es la capacidad del sistema para una condición inicial de operación de recuperar su estado de equilibrio de funcionamiento después de que se presenta algún disturbio eléctrico en él, con la mayoría de las variables del sistema delimitadas de modo que prácticamente todo el sistema siga intacto. Desde el punto de vista de estabilidad angular la variable de interés es el ángulo de los rotores de todas las maquinas síncronas empleadas para la generación de energía eléctrica. Este aspecto de estabilidad angular transitoria es influenciado por la dinámica del ángulo de los rotores de los generadores y las relaciones potencia-ángulo cuando el ángulo de rotor de al menos de un generador sobrepasa los 90°.

La pérdida del sincronismo causada por el efecto de un disturbio eléctrico provoca que la posición relativa de los rotores de las maquinas no permanezcan constante provocando inestabilidad angular. Esta inestabilidad angular es provocada por una alteración severa en la transferencia de potencia eléctrica y en la posición angular de los rotores; variable que al cambiar de valor causa desequilibrio entre los pares mecánico y eléctrico. Esto provoca que el sistema no sea capaz de regresar a un estado de equilibrio aceptable y que presente oscilaciones de magnitud creciente en las variables del sistema: tensión, corriente, potencia eléctrica entre otras.

El estudio de estabilidad transitoria permite determinar el tiempo critico de liberación de falla para ajuste de esquemas de protecciones. También es

necesario para regresar el SEP de un estado de operación inestable a estable esto se puede lograr mediante un sistema de control de excitación y estabilizador de sistema de potencia los cuales tiene la función principal de ejercer acciones de control sobre la maquinas síncrona para que esta pueda mantener sus variables en los valores deseados u óptimos. Una de las variables que se desea mantener dentro de los limites específicos es la tensión en las terminales de la máquina la cual puede controlarse por medio de acciones de control sobre la tensión aplicada al devanado de campo (E_f) por medio de un Regulador Automático de Voltaje (AVR) ;otra variable sobre la cual se tiene control es la potencia reactiva por medio de el estabilizador de sistema de potencia (PSS).Estas funciones de control de la tensión y la potencia reactiva aseguran los límites de capacidad de la máquina síncrona para el mejoramiento de la estabilidad del sistema después de la ocurrencia de disturbios transitorios.

Por lo que el objetivo de este trabajo es analizar los efectos de los AVR y PSS en la estabilidad transitoria de los generadores síncronos en los SEP.

ANTECEDENTES

Los estudios de estabilidad transitoria son desarrollados en la mayoría de los países con el fin de asegurar la calidad, expansión, operación (planeamientos, coordinación, supervisión y control), en específico para la coordinación de protecciones en el SIN.

La estabilidad del sistema de potencia fue reconocida como un problema importante en la década de 1920 y estaba asociada a la conexión de generadores hidroeléctricos a centros de consumos distantes. En ese momento lo más importante era mantener los generadores en sincronismo mediante la operación de protecciones; si estas no liberan las fallas dentro de un tiempo establecido, por lo general menor a 2 segundos, se procedía a realizar modificaciones a la red. (Sanchez Lopez, 2015)

A partir de los años sesenta, se ha puesto especial interés en la estabilidad de los sistemas de potencia, más específico en la estabilidad transitoria, como consecuencia, la principal herramienta para el análisis de estabilidad tanto en el diseño como en la operación de los sistemas de potencia han sido los programas de estabilidad transitoria.

Actualmente en nuestro país estos estudios son desarrollados por el área de planeación en ENATREL mediante el simulador PSSE. En específico es implementado por el plan de planeación de transmisión, para su elaboración requiere estudios de flujo de potencia, estabilidad transitoria, dinámica y estudios de cortocircuitos en el Sistema Nacional de Transmisión (SNT). Debido a que este plan es dinámico debe ser actualizado periódicamente.

En el repositorio de nuestra universidad no existen trabajos previos con respecto al estudio de estabilidad en los SEP. Pero si existe una gran gamma de tesis relacionadas a los sistemas eléctricos de potencia y estabilidad de ellos dentro de SEPI ESIME-Zacatenco (IPN) por lo tanto referenciaremos una de ellas, de esta se consideraron algunas sugerencias planteadas en las recomendaciones, la cual constituyen el principal objetivo de este trabajo.

En (Corona,Sanchez, 2014) se analiza la estabilidad angular transitoria de un sistema multimáquinas ante el disturbio severo de falla de cortocircuito trifásico en nodos del sistema. Para llevar a cabo el análisis se utilizaron programas desarrollados en FORTRAN, MATLAB y el simulador PSSE.

JUSTIFICACIÓN

Debido al desarrollo de la tecnología de la electrónica de potencia y las presentes preocupación en el sector energético tanto económico y ambientales (Calentamiento Global) la instalación de los Sistemas de energía renovable ha estado creciendo rápidamente. La expansión de estos sistemas produce ciertos impactos en el comportamiento de los sistemas eléctricos debido a que varios de estos sistemas de generación constituyen generadores síncronos como es el caso de algunas plantas de generación energía eólica, hidroeléctricas entre otras.

Entre estos la inestabilidad del sistema afecta principalmente los generadores síncronos, a pesar de la actuación de los elementos de protección, los cambios pueden causar la variación del rotor. Existen dispositivos o controladores los cuales se encargan de la compensación los cuales serán uno de los principales focos de este estudio, como estos dispositivos influyen en la estabilidad transitoria de los generadores síncronos cuando se presentan distorsiones (cortocircuitos, salida de líneas/ transformadores, perdida de generación, perdida o aumento de demanda), o debido al ingreso de estos a un sistema interconectado.

Entre los dispositivos de control se enfatizarán los AVR (Reguladores automáticos de voltaje) y los PSS (power system stabilizer), (Hiroki Osawa, 4-7 Dec. 2017) , (deMello & Laskowski, 1975) , (Demello & Concordia, 1969) (Kundur, 1994, pp. 877,335)que producen una significante reducción de los efectos de los inestabilidad transitoria al modificar una serie parámetros de ellos permitiendo de esta manera que los generadores síncronos se estabilicen lo más antes posibles para que no se origen problemas severos tales como serian un colapso de voltaje, salida de unidades generadoras entre otros. Todos estos análisis se simularán en ETAP una la herramienta computacional adecuada para analizar todos los modelos, métodos matemáticos influyentes en el los estudios de estabilidad transitoria.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Analizar los efectos de los sistemas de control de los generadores síncronos para el estudio de estabilidad transitoria en los sistemas eléctricos de potencia.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Identificar los factores que influyen en los problemas de estabilidad transitoria y describir los modelos y técnicas analíticas aplicadas a esta.
2. Estudiar las características de los distintos modelos de AVR y PSS más usados.
3. Seleccionar un modelo de AVR y PSS considerando su aplicación dentro de las industrias de generaciones eléctricas.
4. Identificar los factores que influencian en la respuesta de los modelos de AVR y PSS seleccionados.
5. Estudiar el comportamiento en ETAP de los modelos de AVR y PSS seleccionados.

CAPITULO 1: ESTUDIO DE ESTABILIDAD TRANSITORIA Y MODELADO MATEMÁTICO.

1.1 Dinámica de un sistema eléctrico de potencia

La función principal de un SEP es proporcionar un servicio confiable e ininterrumpido a las cargas. Para que un sistema se pueda considerar confiable debe presentar ciertos criterios tales como: mantener la operación de los generadores síncronos en paralelo y que suministren la potencia que requieren las cargas, preservar la integridad de la red de transmisión. Para cumplir con esto, un SEP se diseña con un índice de confiabilidad y seguridad para todas las condiciones de operación.

La operación del sistema de potencia es dinámico debido a la presencia de cambios continuos en el tiempo en los valores de sus parámetros (admitancias, reactancias, impedancias, etc.) y de sus variables de operación (tensión, corriente, frecuencia, etc.).Estos cambios son productos de las variaciones aleatorias de las cargas y acciones realizadas por los departamentos de planeación encargados de la operación del sistema, además de los disturbios repentinos producto de la ocurrencia de falla en el sistema, en los equipos, cambios importantes de carga, las pérdidas de unidades generadoras y las maniobras o perdidas de líneas de transmisión (Kundur, 1994), (Olguin, 2011).

Estas variaciones involucran cambios de un estado de operación estable a otra condición operativa denominada periodo transitorio, en esta transición de estado puede producirse una pérdida de sincronismo de los generadores o surgir oscilaciones no amortiguadas en las líneas de transmisión originando sus despejes. Estos problemas se estudian en el área de estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia.

La estabilidad del sistema eléctrico de potencia se define como 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 (Kundur, 1994).

1.2 Clasificación de los tipos de estabilidad

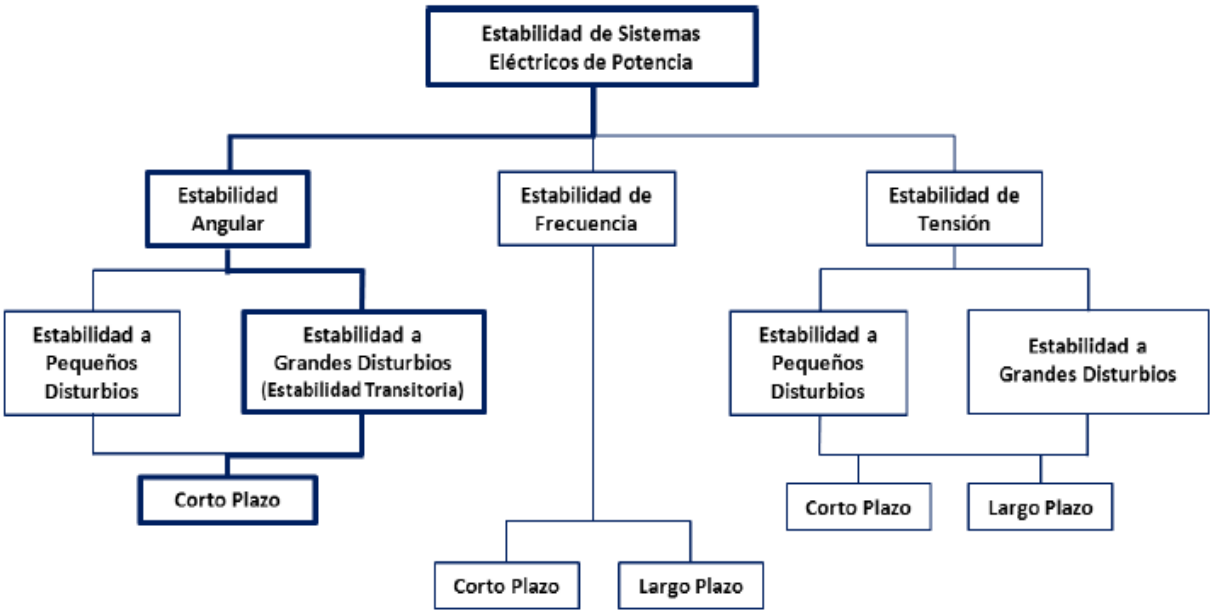


Figura 1 Clasificación de estabilidad en los SEP

La inestabilidad puede manifestarse de diversas maneras dependiendo de la configuración de la red y el modo de operación en el que se encuentre. Por lo tanto, es importante la identificación de factores esenciales que contribuyen a la inestabilidad y la formación de métodos para mejorar el funcionamiento estable (Kundur, 1994).

La clasificación de la estabilidad en diversas categorías se basa en las siguientes consideraciones, (Kundur, 1994).

- La naturaleza física de la perturbación y su efecto consecuente.
- El tamaño de la perturbación considerada.
- Periodo de tiempo en que se presenta la inestabilidad.

1.2.1 Estabilidad angular

Se define como la capacidad de las máquinas síncronas de un sistema eléctrico de potencia interconectado de permanecer en sincronismo después de ser sometido a una perturbación. La estabilidad angular depende de la capacidad de mantener o restaurar el equilibrio entre el par electromagnético y el par mecánico de cada máquina síncrona en el SEP.

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.

La estabilidad depende de la existencia de un par sincronizante, en fase con desviación del ángulo del rotor. La ausencia de un par síncrono suficiente da como resultado una inestabilidad aperiódica o no oscilatoria. También la estabilidad también depende de un par amortiguador, en fase con la desviación de velocidad. La falta del par de amortiguación produce inestabilidad oscilatoria. La estabilidad angular se divide en dos subcategorías (Kundur, 1994):

La estabilidad del ángulo del rotor de perturbación pequeña (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, (Anderson & Fouad, 2003), (Kundur, 1994). La inestabilidad angular en pequeños disturbios puede resultar 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 (lo que se puede solucionar mediante el uso de reguladores de tensión de actuación continua), o ii) oscilaciones del rotor de amplitud creciente debido a la falta de suficiente par de amortiguación.

Los problemas de estabilidad del ángulo del rotor de pequeñas perturbaciones pueden ser de naturaleza local o global (Eremia & Shahidehpour, 2013), (Kundur, 1994). Los problemas locales implican 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.

Los problemas globales son causados por interacciones entre grandes grupos de generadores, poseen características complejas ya que implican oscilaciones de un grupo de generadores en un área que se balancea contra un grupo de generadores en otra área.

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 (Kundur, 1994):

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.

La estabilidad del ángulo del rotor de perturbación grande o la estabilidad transitoria, se refiere con la capacidad del sistema para mantener el sincronismo cuando se lo somete a una perturbación grave, por ejemplo, a una falta en la red de transporte (falla fase a tierra, fase-fase a tierra o trifásica), a una pérdida de generación o la pérdida de una cantidad importante de carga. 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 (Eremia & Shahidehpour, 2013), (Kundur, 1994).

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 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. Cuando ocurre una perturbación eléctrica de magnitud grande, se considera el siguiente comportamiento en el sistema eléctrico de potencia para el estudio de estabilidad transitoria:

Se genera una redistribución del suministro de potencia de cada uno de los generadores, esto se debe a que la red eléctrica a la que está conectado cada generador, cambia rápidamente, por lo que cambia la carga eléctrica de cada generador. El cambio repentino en potencia la potencia eléctrica que entra a la red causa un desequilibrio en los pares aplicados a los rotores de las máquinas, ya que la potencia mecánica que entra a cada máquina no cambia

instantáneamente. Este desequilibrio es la potencia de aceleración en la ecuación para la dinámica del rotor durante el disturbio eléctrico.

La respuesta electromecánica esta próxima con la redistribución de la potencia de salida de las máquinas de acuerdo con la energía cinética de las masas rotatorias. Si en el sistema existen motores grandes sus inercias también se afectarán por esta redistribución de carga.

La respuesta electromecánica será una variación en la velocidad del rotor que ocasiona un cambio en la potencia eléctrica suministrada a la carga eléctrica.

1.2.2 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 o 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. Para una condición de operación estable en los nodos de un SEP, si la magnitud de voltaje en una barra incrementa, la inyección de potencia reactiva en el mismo nodo también incrementa (Glover & Sarma, 2002), (Kundur, 1994).Uno de los factores 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. También puede existir inestabilidad de tensión por sobretensión, causada por un comportamiento capacitivo de la red, así como por limitadores de subexcitación que evitan que los

generadores y/o compensadores síncronos absorban el exceso de potencia reactiva (Kundur, 1994).

Los diversos tipos de inestabilidad que se presentan en un SEP no se presentan de forma pura. Si los sistemas son sometidos a grandes esfuerzos, cuando los sistemas fallan, una forma de inestabilidad puede conducir a otro tipo y eventos en cascadas. Por ejemplos la caída progresiva de las tensiones de barra también se puede asociar con la inestabilidad del ángulo del rotor. 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.

Es de suma importancia conocer las causas que originan los problemas de estabilidad y distinguir las diferentes formas que esta se presenta, con el propósito de desarrollar un diseño adecuado del SEP, así como la elaboración de procedimientos operativos para mantener el SEP en condiciones de operación estable ante disturbios eléctricos.

1.2.3 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 disturbio grave del sistema que resulta en un desequilibrio significativo entre la generación y la carga. Depende de la capacidad de mantener o 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 (Kundur, 1994).

Naturaleza de los problemas de estabilidad de frecuencia:

Se producen amplias variaciones de frecuencia (±3 Hz) y de tensión (0.5 a 1.2 pu). Los procesos y dispositivos activados por estas variaciones tienen tiempo de actuación en el rango de unos segundos (respuesta de los dispositivos de control del generador) hasta varios minutos como los sistemas de variación de energía primaria. El periodo de interés extiende el periodo transitorio para incluir, además de las dinámicas rápidas, las dinámicas lentas de los sistemas de control y

protección. El estudio de estabilidad de frecuencia incluye la simulación de perturbaciones severas que provoca la salida en cascada de componentes conduciendo a la separación del sistema en islas.

La estabilidad de frecuencia está vinculada con el hecho de si cada isla alcanzara o no un estado aceptable de operación con una mínima perdida de carga y generación. En la separación de islas los sistemas de control y protección dominan la respuesta del sistema. La situación se agrava con la falta de coordinación entre ambos sistemas. Generalmente los problemas de estabilidad de frecuencia están asociados:

Inadecuada respuesta del equipamiento.

Coordinación deficiente entre los sistemas de control y protección.

Insuficiente reserva de potencia activa/reactiva.

1.2.4 Estabilidad angular transitoria

Es la capacidad del sistema eléctrico de mantener el sincronismo cuando se somete a una perturbación severa, como fallas en la instalación de transmisión, perdida de generación o perdida de una gran carga (Kundur, 1994).

La respuesta del SEP ante disturbios severos ocasiona en los generadores oscilaciones de ángulo de rotor y variaciones en la potencia de salida, esto a su vez produce cambios en los flujos de potencia, voltaje de las barras, entre otras variables del sistema. En este tipo de estabilidad las ecuaciones no lineales que describen la dinámica del sistema de potencia no se pueden linealizar de forma válida para el análisis y su principal variable de estudio es el ángulo.

Para que el SEP se mantenga en estabilidad angular la oscilación angular entre las maquinas del sistema debe de desarrollar fuerzas restauradores iguales o mayores que las fuerzas perturbadoras generados por los disturbios para mantenerse en sincronismo y a su vez que las oscilaciones en el ángulo de los rotores de las maquinas sean amortiguadas.

La estabilidad transitoria depende tanto del estado de funcionamiento inicial del sistema y la gravedad de la perturbación.

Otro de los grandes aspectos a considerar es el tiempo crítico de liberación de la falla el cual se define como el tiempo máximo que ocurre desde el inicio de la falla hasta su aislamiento de manera que el sistema de potencia es transitoriamente estable. La falla debe ser liberada por la apertura de interruptores apropiados para aislar el elemento fallado y dependiendo del tiempo de liberación existirá un comportamiento en el rotor de las máquinas del sistema que lo definirá como estable o inestable.

La Figura 2 muestra 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.

Caso 1

El sistema es estable cuando el ángulo del rotor incrementa a un máximo, luego decrece y oscila con un decrecimiento de la amplitud al pasar el tiempo hasta alcanzar un estado estable posterior a la perturbación.

Caso 2

El sistema es inestable si el ángulo del rotor continúa incrementándose constantemente hasta que pierde el sincronismo. Ésta forma de inestabilidad está referida a la primera oscilación, La inestabilidad es causada por el insuficiente par sincronizante.

Caso 3

El sistema es estable en la primera oscilación, pero se vuelve inestable por el crecimiento de las oscilaciones según se acerca al extremo. Esta forma de inestabilidad generalmente ocurre cuando existió un post disturbio de magnitud pequeña que no se pudo controlar y derivo inestabilidad en el sistema y no necesariamente es resultado de una perturbación transitoria.

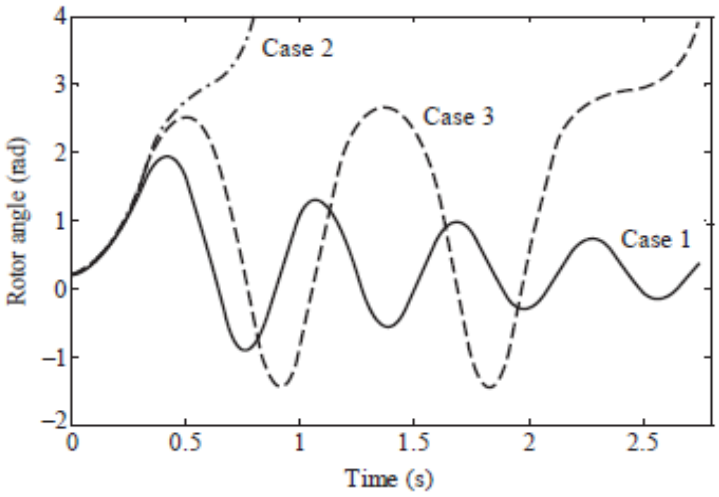


Figura 2 Respuesta del ángulo del rotor a una perturbación transitoria.

1.3 Modelado Matemático de la dinámica del rotor en las Máquinas Síncronas

1.3.1 Dinámica del rotor y la ecuación de oscilación

La ecuación que gobierna el movimiento del rotor de una maquina sincrónica establece que el par de aceleración es el producto del momento de inercia del rotor por su aceleración angular, para el generador síncrono se puede escribir en el sistema MKS (metro, kilogramo, segundo), de la siguiente manera (Kundur, 1994), (Anderson & Fouad, 2003):

$$J\frac{d^2\theta_m}{dt^2} = T_a = T_m - T_e \; N \cdot m \qquad (1.1)$$

Donde los símbolos tienen el siguiente significado:

J Momento total de inercia de la masa del rotor, en $Kg \cdot m^2$

θ_m desplazamiento angular del rotor con respecto al eje estacionario en radianes mecánicos (rad)

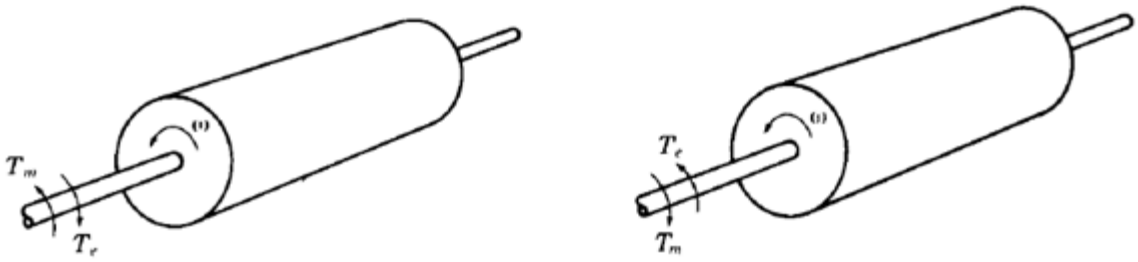
t tiempo, en segundos (s)

T_m Par de la flecha o mecánico suministrado por la fuente de energía mecánica menos el par de retardo debido a las pérdidas rotacionales, en $N \cdot m$

T_e Par electromagnético o eléctrico total, en $N \cdot m$

T_a Par de aceleración total, en $N \cdot m$

En un generador síncrono se considera que el par mecánico T_m y el eléctrico T_e son positivos. Si $T_m > T_e$ lo cual implica que el par de aceleración será positivo y acelerante, esto significa que T_m tiende a acelerar el rotor en la dirección positiva de θ_m de rotación, como se muestra en la figura 3a.En las condiciones de operación estable del generador se cumple la condición $T_m = T_e$ y por ende el par de aceleración T_a es cero. En este caso no hay aceleración y desaceleración en la masa del rotor y la velocidad angular del rotor es igual a la velocidad sincrónica es decir $\omega_m = \omega_{sm}$.



a) b)

Figura 3 Representación del rotor de una máquina síncrona comparando la dirección y los pares mecánico y eléctrico para: a) Generador, b) Motor, (Grainger & Stevenson, 1996).

La fuente de energía mecánica puede ser una hidroturbina o una turbina de vapor para las que existen modelos de diferentes niveles de complejidad que sus efectos influyen sobre la variable T_m.En el estudio clásico por simplicidad se considera que T_m es constate para cualquier condición de operación dada.

El par eléctrico T_e corresponde a la potencia neta de entrehierro en la máquina, en la potencia de salida total del generador se toman en cuenta las pérdidas $|I|^2R$ en el devanado de 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 1.1 son de signos contrario, como se muestra en la figura 3b. Por lo tanto, T_e corresponde a la potencia del entrehierro suministrada por el sistema eléctrico para impulsar el rotor, mientras T_m representa al par contrario de la carga más las perdidas rotacionales tienden a retardar al rotor.

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

$$\theta_m = \omega_{sm} t + \delta_m \tag{1.2}$$

donde ω_{sm} es la velocidad síncrona de la maquinas en radianes mecánicos por segundo y δ_m es el desplazamiento angular del rotor, en radianes mecánicos, desde el eje de referencia que rota sincrónicamente.

Derivando con respecto al tiempo la ecuación 1.2 se obtiene:

$$\frac{d\theta_m}{dt} = \omega_{sm} + \frac{d\delta_m}{dt} \tag{1.3}$$

$$\frac{d^2\theta_m}{dt} = \frac{d^2\delta_m}{dt} \tag{1.4}$$

En la ecuación (1.3) se muestra $\frac{d\delta_m}{dt}$ representa la desviación que hay de la velocidad del rotor con respecto a la sincrónica. Por lo tanto, si $\frac{d\delta_m}{dt} = 0$ la velocidad angular del rotor, dada por $\frac{d\theta_m}{dt}$ es constante e igual a la velocidad síncrona. La ecuación 1.4 representa la aceleración del rotor.

Al sustituir la ecuación (1.4) en la ecuación (1.1), se obtiene:

$$J\frac{d^2\delta_m}{dt^2} = T_a = T_m - T_e \; N \cdot m \tag{1.5}$$

La potencia se define como el producto del par y la velocidad angular, es decir $P = T \cdot \omega$. Además, es conveniente introducir la siguiente notación:

$$\omega_m = \frac{d\theta_m}{dt} \tag{1.6}$$

Para la velocidad angular del rotor.

Por lo tanto, al multiplicar la ecuación (1.5) por ω_m, se obtiene:

$$J\omega_m \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = P_a = P_m - P_e\ W \tag{1.7}$$

donde P_m potencia de entrada en la flecha a las menores perdidas rotacionales de la máquina.

P_e Potencia eléctrica que cruza el entrehierro

P_a Potencia de aceleración que toma en cuenta cualquier desbalance entre las cantidades anteriores.

En la práctica se considera que $\omega_m \approx \omega_{sm}$ por lo tanto la ecuación 1.7 se puede escribir

$$M\frac{d^2\delta_m}{dt^2} = P_a = P_m - P_e\ W \tag{1.8}$$

Donde M se le llama constante de inercia la cual es el momento angular del rotor a velocidad síncrona, es decir $M = J\omega_{sm}[Joules \cdot segundo/rad]$.Frecuentemente, en los datos de las máquinas que se suministran para realizar los estudios de estabilidad, se encuentra la constante H la cual se relaciona con la inercia. Esta se define por

$$H = \frac{energia\ cinetica\ \ almacenada\ en\ megajoules\ \ a\ velocidad\ sincrona}{capacidad\ nominal\ de\ la\ maquina\ en\ MVA}$$

y $$H = \frac{\frac{1}{2}J{\omega_{sm}}^2}{S_{maq}} = \frac{\frac{1}{2}M\omega_{sm}}{S_{maq}} \tag{1.9}$$

donde S_{maq} es la capacidad trifásica de la maquina en megavoltamperes. Al despejar M en la ecuación 1.9, se obtiene

$$M = \frac{2H}{\omega_{sm}} S_{maq}[MJ/radianes\ mecanicos\ ] \tag{1.10}$$

y si sustituye M en la ecuación 1.8, se encuentra

$$\frac{2H}{\omega_{sm}}\frac{d^2\delta_m}{dt^2} = \frac{P_a}{S_{maq}} = \frac{P_m - P_e}{S_{maq}} \tag{1.11}$$

Esta ecuación se puede generalizar en la forma

$$\frac{2H}{\omega_s}\frac{d^2\delta}{dt^2} = P_a = P_m - P_e \ \ pu \tag{1.12}$$

Siempre que δ y ω_s tengan unidades consistentes, que pueden ser grados eléctricos o mecánicos bien, radianes. En consecuencia ω_s es la velocidad sincrónica en unidades eléctricas. Para un sistema que tiene una frecuencia eléctrica de f Hertz, la ecuación 1.12 resulta:

$$\frac{H}{\pi f}\frac{d^2\delta}{dt^2} = P_a = P_m - P_e \ \ pu \tag{1.13}$$

donde δ están en radianes eléctricos, mientras que si δ se encuentra en grados eléctricos, se obtiene

$$\frac{H}{180f}\frac{d^2\delta}{dt^2} = P_a = P_m - P_e \ \ pu \tag{1.14}$$

La ecuación 1.12, llamada ecuación de oscilación de la máquina, es la ecuación fundamental que gobierna la dinámica rotacional de la máquina síncrona en los estudios de estabilidad. Esta ecuación diferencial de segundo orden se puede expresar en dos ecuaciones diferenciales de primer orden

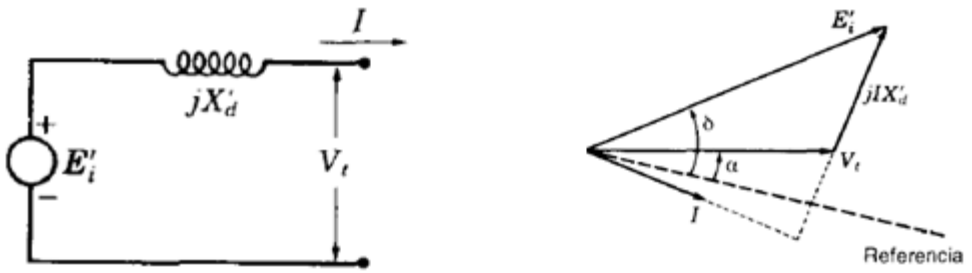
$$\frac{2H}{\omega_s}\frac{d\omega}{dt} = P_a = P_m - P_e \ \ pu \tag{1.13}$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_s \tag{1.14}$$

Al resolver la ecuación de oscilación se obtiene una expresión para δ como una función del tiempo. La grafica se llama curva de oscilación de la máquina y al analizar estas curvas para todas las máquinas de un sistema mostrara si las maquinas permanecen en sincronismo después del disturbio.

1.3.2 Ecuación Potencia- Ángulo

En la ecuación de oscilación, la salida de potencia eléctrica P_e determinará si el rotor se acelera, desacelera o permanece a velocidad síncrona. Esto debido a la suposición razonable de que la potencia mecánica P_m se considera constate porque las condiciones en la red eléctrica pueden cambiar antes de que el control gobernador de la turbina ocasiones algún cambio en esta. Cuando $P_e = P_m$ la maquina opera a velocidad sincrona de estado estable; cualquier cambio en P_e provoca que el rotor se desvie de la velocidad síncrona. La manera en la que P_e cambia está determinada por las ecuaciones de flujo de potencia que se aplican al estado de la red eléctrica y por el modelo eléctrico de la máquina. En la figura 4a se muestra el modelo clásico de la maquina síncrona que consiste en su voltaje transitorio E'_i en serie con la reactancia transitoria X'_d.En la mayoría de los casos se desprecia la resistencia de armadura, de manera que el diagrama fasorial es el mostrado en la figura 4b



a) b)

Figura 4 Diagrama fasorial de una máquina sincrónica para estudios de estabilidad transitoria (Grainger & Stevenson, 1996).

En la figura 5 se muestra esquemáticamente un generador que suministra potencia, a través de un sistema de transmisión, al extremo receptor 2. El sistema de transmisión este lo constituyen componentes pasivos lineales, como son

transformadores, líneas de transmisión y capacitores, además incluye la reactancia transitoria del generador.

Por lo tanto, el voltaje E'_1 representa el voltaje interno transitorio del generador en la barra 1. El voltaje E'_2 puede representar en este caso una barra infinita o el voltaje interno transitorio de un motor sincrónico.

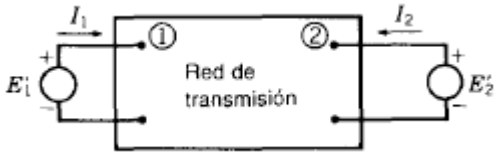


Figura 5 Diagrama esquemático para estudios de estabilidad (Grainger & Stevenson, 1996).

La matriz de admitancia de barra para la red reducida de dos nodos es

$$\boldsymbol{Y_{barra}} = \begin{bmatrix} \boldsymbol{Y_{11}} & \boldsymbol{Y_{12}} \\ \boldsymbol{Y_{21}} & \boldsymbol{Y_{22}} \end{bmatrix} \tag{1.15}$$

Las potencia reales y reactivas totales que entran a la red a través de una barra k esta dada por la siguiente ecuación

$$P_k + jQ_k = V_k \sum_{n=1}^{N} (Y_{kn} V_n)^* \tag{1.16}$$

Si k y N son iguales a 1 y 2, respectivamente, y si sustituye E' por V, se obtiene

$$P_1 = |E'_1|^2 G_{11} + |E'_1||E'_2||Y_{12}| \sin(\delta - \gamma) \tag{1.17}$$

$$Q_1 = -|E'_1|^2 B_{11} - |E'_1||E'_2| |Y_{12}| \cos(\delta - \gamma)$$

donde $\delta = \delta_1 - \delta_2$ y $\gamma = \theta_{12} - \frac{\pi}{2}$

La ecuación (1.17) se puede escribir en forma más simplificada como

$$P_e = P_c + P_{max} \sin(\delta - \gamma) \tag{1.18}$$

donde $P_c = |E'_1|^2 G_{11}$ y $P_{max} = |E'_1||E'_2||Y_{12}|$

La ecuación 1.18 frecuentemente se le llama ecuación potencia ángulo en la cual se reemplazo P_1 que es la potencia de salida del generador por P_e.La grafica de dicha ecuación en función de δ se le llama curva potencia-ángulo. Cuando se considera la red sin resistencia donde todos los elementos de $\boldsymbol{Y_{barra}}$ son susceptancias entonces, G_{11} y γ son cero, entonces la ecuación 1.18 se simplifica

$$P_e = P_{max} \sin \delta \tag{1.19}$$

donde $P_{max} = |E'_1||E'_2|/X$, y X es la reactancia de transferencia entre $|E'_1|$ y $|E'_2|$.

La grafica de la curva potencia-ángulo de la ecuación 1.19 se muestra en la figura 6.

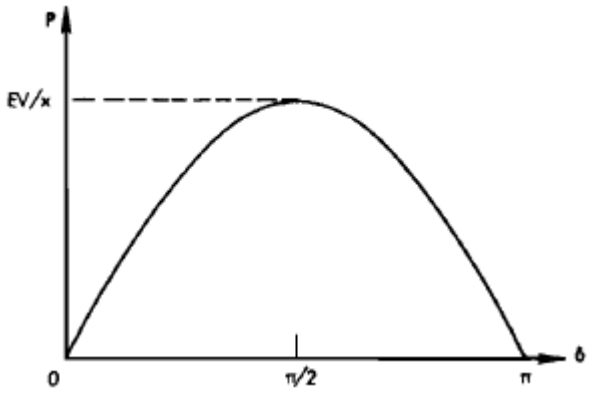


Figura 6 Curva potencia-ángulo (Anderson & Fouad, 2003).

1.3.3 Criterio de áreas iguales para la estabilidad

En un sistema de 2 máquinas o una máquina conectada a una barra infinita se utiliza el principio de áreas iguales, llamado criterio de áreas iguales, este permite determinar la estabilidad del sistema bajo condiciones transitoria sin que se resuelva las ecuaciones de oscilación.

Considérese un sistema de una máquina conectada a una barra infinita, la ecuación de oscilación para la máquina es

$$\frac{2H}{\omega_s}\frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e \tag{1.20}$$

Se define la velocidad angular del rotor relativa a la síncrona por

$$\omega_r = \frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_s \tag{1.21}$$

Al diferenciar la ecuación 1.21 con respecto a t y a sustituir en la ecuación 1.20, se obtiene

$$\frac{2H}{\omega_s}\frac{d\omega_r}{dt} = P_m - P_e \tag{1.22}$$

Si se multiplica ambos lados de la ecuación 1.22 por $\omega_r = \frac{d\delta}{dt}$, se tiene que

$$(2\omega_r)\frac{2H}{\omega_s}\frac{d\omega_r}{dt} = (P_m - P_e)\frac{d\delta}{dt} \tag{1.23}$$

El lado izquierdo de esta ecuación se puede escribir como

$$\frac{H}{\omega_s}\frac{d({\omega_r}^2)}{dt} = (P_m - P_e)\frac{d\delta}{dt} \tag{1.24}$$

Al multiplicar por dt e integrar, se tiene

$$\int_{\omega_{r1}}^{\omega_{r2}} \frac{2H}{\omega_s} d({\omega_r}^2) = \int_{\delta_1}^{\delta_2} (P_m - P_e)\, d\delta$$

$$\frac{2H}{\omega_s}({\omega_{r2}}^2 - {\omega_{r1}}^2) = \int_{\delta_1}^{\delta_2} (P_m - P_e)\, d\delta \tag{1.25}$$

Si la velocidad del rotor es síncrona en δ_1 y δ_2 , entonces significa que, $\omega_{r1} = \omega_{r2} = 0$.Bajo esta condición la ecuación 1.25 resulta ser

$$\int_{\delta_1}^{\delta_2} (P_m - P_e)\, d\delta \ = 0 \tag{1.26}$$

Refiriéndonos a la figura 7 los puntos a y e que corresponden a δ_0 y δ_x presentan la característica de que en ellos la velocidad del rotor es síncrona, por lo tanto, se puede aplicar la ecuación 1.26 en dos etapas, es decir

$$\int_{\delta_0}^{\delta_c} (P_m - P_e)\, d\delta + \int_{\delta_c}^{\delta_x} (P_m - P_e)\, d\delta = 0 \tag{1.27}$$

$$\int_{\delta_0}^{\delta_c} (P_m - P_e)\, d\delta = \int_{\delta_c}^{\delta_x} (P_e - P_m)\, d\delta \tag{1.28}$$

De la ecuación anterior se deduce que las dos áreas $A_1 = A_2$ son iguales. La integral en la parte izquierda se aplica al periodo de falla, mientras la de la derecha corresponde al periodo inmediato posterior a la falla. El criterio de áreas iguales establece que la energía cinética añadida al rotor durante una falla, debe eliminarse después de esta con el fin de restaurar la velocidad sincrónica del rotor.

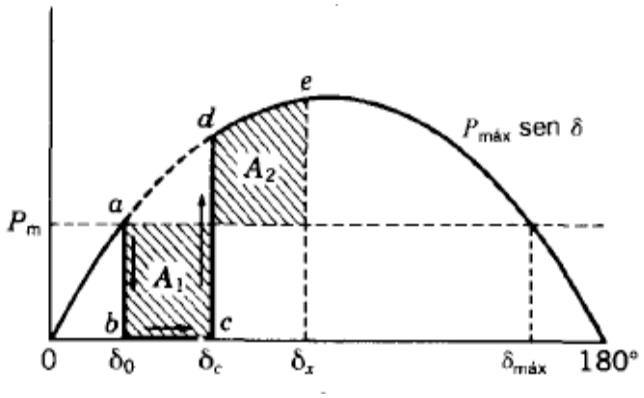


Figura 7 Curva potencia ángulo en donde los puntos a y e la velocidad del rotor es la síncrona (Grainger & Stevenson, 1996).

Las áreas A_1 y A_2 dependen del tiempo de libramiento de la falla, debido a que un retraso en este tiende a aumentar dichas áreas y por ende si se prolonga lo suficiente de manera que el ángulo del rotor oscile más allá del ángulo δ_x, entonces la velocidad del rotor en ese punto de la curva potencia-ángulo está por encima de la velocidad sincrónica y la aceleración es positiva. Bajo esta influencia el ángulo δ se incrementará sin límite y resultará una inestabilidad.

Por lo tanto, existe un ángulo crítico para librar la falla con el fin de satisfacer los requisitos del criterio de áreas iguales para estabilidad. Este ángulo se llama ángulo crítico de libramiento δ_{cr} , se muestra en la figura 8. El tiempo crítico correspondiente para quitar la falla se llama tiempo crítico de libramiento t_{cr} , el cual se define como el tiempo máximo que transcurre del inicio de la falla hasta su aislamiento, de manera que el sistema es transitoriamente estable.

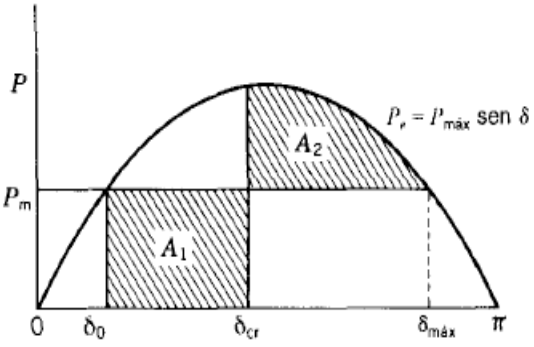


Figura 8 Curva potencia ángulo que muestra el ángulo crítico de libramiento δ_{cr}. Las áreas A_1 y A_2 son iguales (Grainger & Stevenson, 1996).

En referencia a la figura 8, se pueden obtener el tiempo crítico de libramiento como el ángulo critico de libramiento de la siguiente manera.

$$\text{El área } A_1 = \int_{\delta_0}^{\delta_{cr}} P_m \, d\delta = P_m(\delta_{cr} - \delta_0) \tag{1.29}$$

$$\text{El área } A_2 = \int_{\delta_{cr}}^{\delta_{max}} (P_{max} sin\delta - P_m) d\delta \tag{1.30}$$

$$= P_{max}(\cos\delta_{cr} - \cos\delta_{max}) - P_m(\delta_{max} - \delta_{cr})$$

Al igualar las expresiones A_1 y A_2 y despejar los términos que poseen δ_{cr}, se obtiene

$$\cos\delta_{cr} = \left(\frac{P_m}{P_{max}}\right)(\delta_{max} - \delta_0) + \cos\delta_{max} \tag{1.31}$$

Se observa que por propiedad de la curva sinusoidal se cumple que

$$\delta_{max} = \pi - \delta_0 \tag{1.32}$$

$$P_m = P_{max} \sin\delta_0 \tag{1.33}$$

Al sustituir δ_{max} y P_m en la ecuación (1.32), y despejar el ángulo critico de libramiento δ_{cr} , se obtiene

$$\delta_{cr} = \cos^{-1}[(\pi - 2\delta_0)\sin\delta_0 - \cos\delta_0] \tag{1.34}$$

El tiempo critico de libramiento está dado por

$$t_c = \sqrt{\frac{4H(\delta_{cr} - \delta_0)}{\omega_s P_m}} \tag{1.35}$$

1.3.4 Análisis del criterio de áreas iguales aplicado a un generador síncrono conectado a una barra infinita.

Considérese el sistema que consiste en un generador síncrono conectado a través de dos líneas de transmisión en paralela a una barra infinita como se muestra en la figura 9. Un cortocircuito originado por la falla efectivamente en la barra es decir en el punto P, provocando que la potencia de salida del generador tenga el valor de cero hasta que la falla sea liberada por el interruptor A.

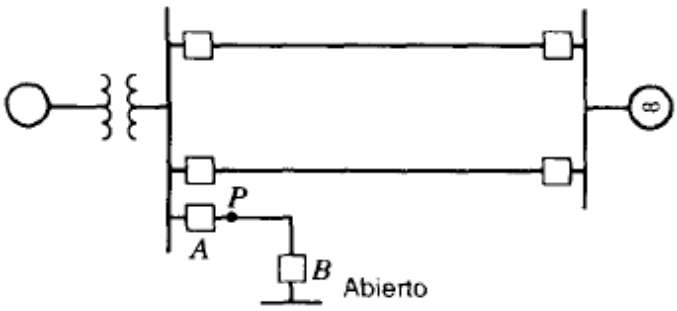


Figura 9 Diagrama unifilar del sistema conectado a una barra infinita (Grainger & Stevenson, 1996).

El generador inicialmente está operando a velocidad sincrónica con un ángulo de rotor δ_0 , por lo tanto, se cumple $P_m = P_e$ como se muestra en el punto a de la figura 10a

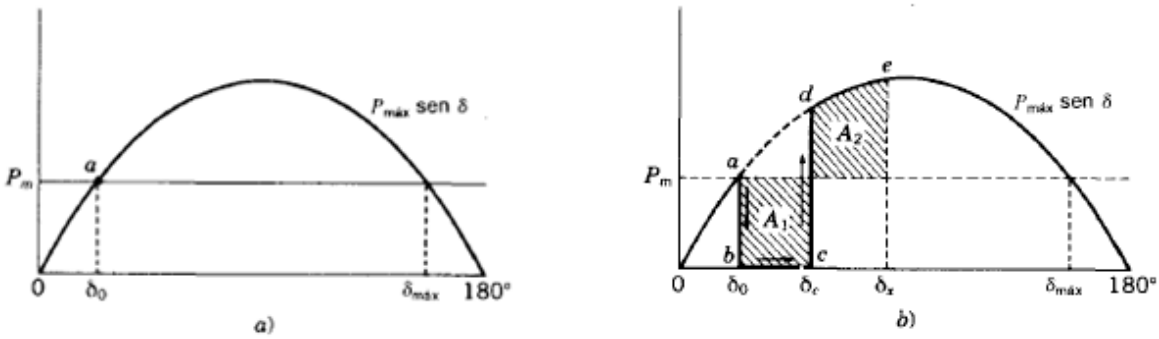


Figura 10 Curvas de potencia-ángulo para el generador de la figura 1.9 las áreas A_1 y A_2 son iguales (Grainger & Stevenson, 1996).

Cuando ocurre la falla en $t = 0$ la potencia eléctrica de salida rápidamente se hace cero, mientras la potencia mecánica no se altera, como se muestra en la figura 10b.

La aceleración permanece constante para $t < t_c$, donde t_c representa el tiempo que se requiere para liberar la falla, esta aceleración está dada por

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\omega_s}{2H} P_m \tag{1.36}$$

Al integrar la ecuación 1.36 se obtiene la velocidad relativa del rotor con respecto a la síncrona, la cual muestra que se incrementa linealmente con respecto al tiempo y está dada por la ecuación siguiente:

$$\frac{d\delta}{dt} = \int_0^t \frac{\omega_s}{2H} P_m dt = \frac{\omega_s}{2H} P_m t \tag{1.37}$$

Integrando con respecto al tiempo la ecuación 1.37, se obtiene el ángulo del rotor el cual avanza desde δ_0 hasta δ_c y está dada por

$$\delta = \frac{\omega_s P_m}{4H} t^2 + \delta_0 \tag{1.38}$$

En el instante en el que la falla es liberada el incremento en la velocidad del rotor y separación angular se calculan respectivamente con las siguientes ecuaciones

$$\left.\frac{d\delta}{dt}\right|_{t=tc} = \frac{\omega_s}{2H} P_m t_c \tag{1.39}$$

$$\delta(t)|_{t=t_c} = \frac{\omega_s P_m}{4H} {t_c}^2 + \delta_0 \tag{1.40}$$

En referencia a la figura 10b se observa que al librar la falla en el ángulo δ_c , la potencia eléctrica se incrementa repentinamente hasta un valor que corresponde al punto d en la curva potencia- ángulo. Debido a que $P_e > P_m$ la potencia de aceleración es negativa, como consecuencia, el rotor comienza a detenerse conforme la P_e transcurre del punto d a e en la figura 10b.En el punto e la velocidad es la síncrona aunque el ángulo del rotor ha avanzado a δ_x ,este ángulo está determinado por el hecho de que $A_1 = A_2$ Debido a todavía la aceleración es negativa, no permita que se mantenga en sincronismo en el punto e y por ende comienza a descender desde e hasta el punto a en el que la velocidad es menor que la síncrona. Desde el punto a hasta el f se cumple $P_e < P_m$ por lo tanto el rotor nuevamente incrementa su velocidad hasta que en f alcanza el sincronismo. El punto f se localiza de tal forma que las áreas A_3 y A_4 son iguales (figura 11).

En ausencia de amortiguamiento, el rotor continuara oscilando en la secuencia $f-e-a, e-a-f$ y así sucesivamente, con la velocidad sincrónica en los puntos e y f.

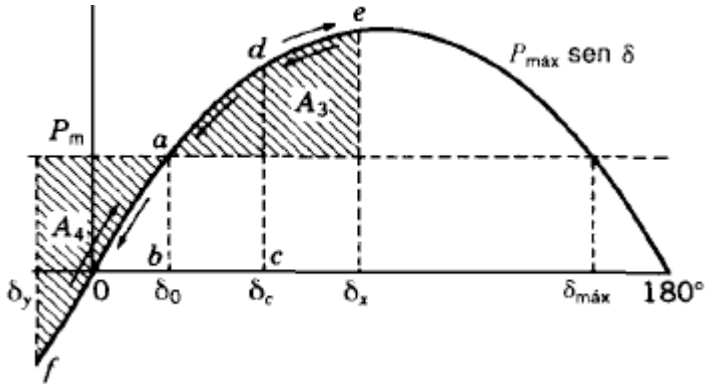


Figura 11 Curvas de potencia-ángulo para el generador de la figura 1.9 las áreas A_3 y A_4 son iguales (Grainger & Stevenson, 1996).

Supóngase el caso que la falla ocurre en un punto de unas de las líneas de transmisión de la figura 9,entoces existirá transmisión de potencia mientras la falla persiste, debido a que la potencia puede fluir a través de la otra línea conectada en paralelo si se despeja la línea fallada, esto es cuando la falla se localiza en un punto terminal de la línea ,así de manera similar si la falla ocurre en un punto diferente a las de las barras paralelas o al de los extremos de la línea ,hay cierta impedancia entre las barras paralelas y la falla.

Debido a que se transmite potencia se aplica el criterio de áreas iguales como se muestra en a la figura 12.

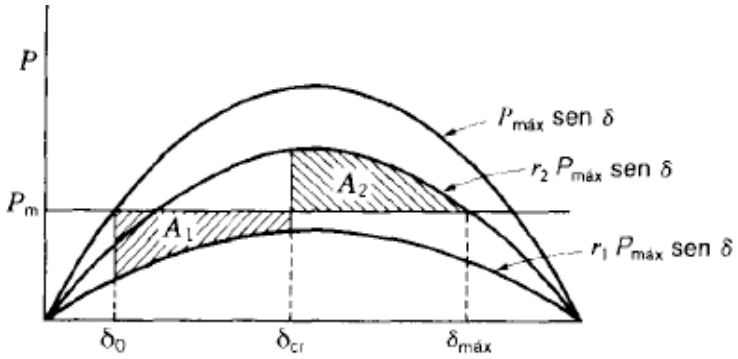


Figura 12 El criterio de áreas iguales aplicado al libramiento de la falla cuando se trasmite potencia durante la falla. Las áreas A_1 y A_2 son iguales (Grainger & Stevenson, 1996).

En donde

$P_{max} \sin \delta$: Potencia transmitida antes de la falla.

$r_2 P_{max} \sin \delta$: Potencia que se puede ser transmitida al librar la falla en el instante cuando $\delta = \delta_{cr}$.

$r_1 P_{max} \sin \delta$: Potencia transmitida durante la falla.

La evaluar el área A_1 y A_2 por medio de

$$A_1 = \int_{\delta_0}^{\delta_{cr}} P_m - r_1 P_{max} \sin \delta \, d\delta$$

$$A_2 = \int_{\delta_{cr}}^{\delta_{max}} r_2 P_{max} \sin \delta - P_m \, d\delta$$

Al igualar estas áreas y transponer términos, se obtiene

$$\cos \delta_{cr} = \frac{\frac{P_m}{P_{max}} (\delta_{max} - \delta_0) + r_2 \cos \delta_{max} - r_1 \cos \delta_0}{r_2 - r_1} \qquad (1.41)$$

1.4 Modelado Matemático de sistemas de potencia para estudios de estabilidad.

1.4.1 Modelado de la Maquina Síncrona

El modelo a seleccionar de la maquina síncrona 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 clásico.

El modelo de la máquina síncrona para el análisis de estabilidad transitoria desprecia los efectos transitorios en el estator.

La tensión en las terminales del estator depende de la razón de cambio del flujo magnético por sus devanados, con esta simplificación se obtiene el valor final del flujo magnético, con esto se reduce el número de ecuaciones diferenciales.

Para el desarrollo de ecuaciones de una máquina síncrona, se consideran las siguientes suposiciones:

El devanado del estator está distribuido de forma senoidal a lo largo del entrehierro en lo que respecta a los efectos mutuos con el rotor.

Las ranuras del estator no causan una variación apreciable de las inductancias del rotor con la posición del rotor.

La histéresis magnética es despreciable.

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 (Kundur, 1994).

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 13 y 14. Una breve descripción de los circuitos es la siguiente (Anderson & Fouad, 2003):

• 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.

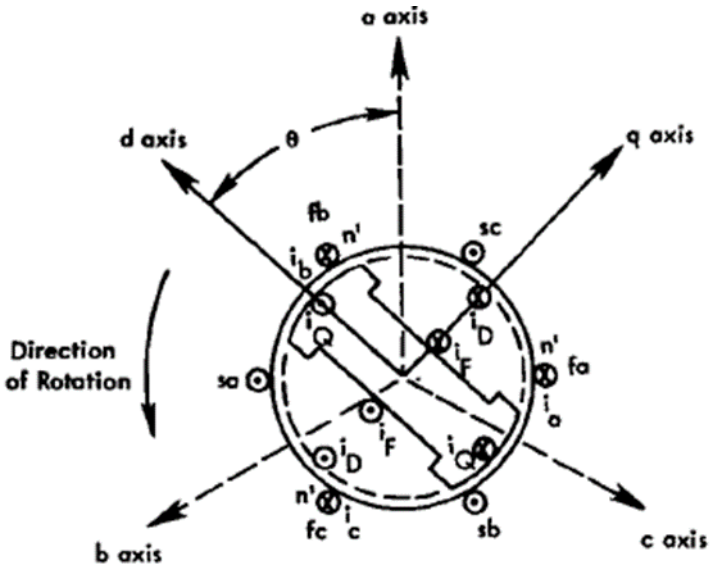


Figura 13 Representación de una máquina síncrona.

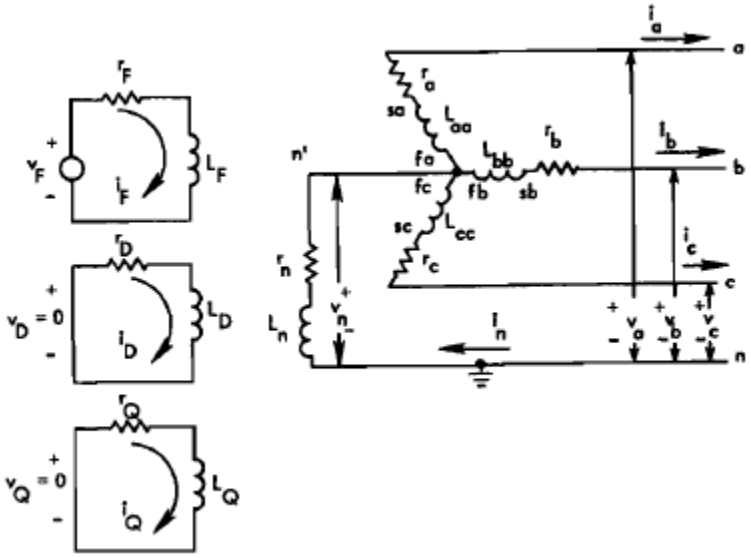


Figura 14 Circuitos de los devanados de la máquina síncrona.

La teoría de rotor cilíndrico ofrece buenos resultados para el análisis en estado estable; sin embargo, en el análisis transitorio se necesita un modelo de dos ejes, por lo cual se aplica este modelo para la máquina de polos salientes. La máquina de polos salientes en su modelo clásico tiene tres devanados de armadura a,b,c,

simétricamente distribuidos y un devanado de campo f sobre el rotor como lo muestra la figura 14.

Este produce una distribución de flujo sinusoidal alrededor del entrehierro. El devanado de campo tiene una inductancia propia L_{ff} constante, debido a que el campo ve la misma trayectoria magnetizantes en el estator, sin importar la posición del rotor. En cambio, las inductancias propias de la armadura $L_{aa}, L_{bb,}\ y\ L_{cc}$ y las inductancias mutuas entre ellas $L_{ab}, L_{bc}\ y\ L_{ca}$ no son constante, esto es debido a las variaciones en la permeabilidad de la trayectoria del flujo magnético debido al entrehierro no uniforme. Estás también varían como una función del desplazamiento angular del rotor θ.

Las ecuaciones de enlaces de flujo de las fases a,b,c están determinado de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix}\lambda_a\\ \lambda_b\\ \lambda_c\end{bmatrix} = \begin{bmatrix}L_{aa} & L_{ab} & L_{ac}\\ L_{ba} & L_{bb} & L_{bc}\\ L_{ca} & L_{cb} & L_{cc}\end{bmatrix}\begin{bmatrix}i_a\\ i_b\\ i_c\end{bmatrix} + \begin{bmatrix}L_{af}\\ L_{bf}\\ L_{cf}\end{bmatrix} i_f \qquad (1.42)$$

Todos los coeficientes son variables, como se resume en la siguiente tabla:

Estator	Inductancias propias $(L_s > L_M > 0)$	$L_{aa} = L_s + L_m \cos 2\theta$ $L_{bb} = L_s + L_m \cos 2(\theta - \frac{2\pi}{3})$ $L_{bb} = L_s + L_m \cos 2(\theta + \frac{2\pi}{3})$
	Inductancias mutuas $(M_s > L_m > 0)$	$L_{ab} = L_{ba} = -M_s - L_m \cos 2\left(\theta + \frac{\pi}{6}\right)$ $L_{bc} = L_{cb} = -M_s - L_m \cos 2\left(\theta - \frac{\pi}{2}\right)$ $L_{ca} = L_{ac} = -M_s - L_m \cos 2\left(\theta + \frac{5\pi}{6}\right)$
Rotor	Inductancias propias	Devanado de campo:L_{ff} Devanado de amortiguamiento D:L_D Devanado de amortiguamiento 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	$L_{af} = L_{fa} = M_f \cos\theta$ $L_{bf} = L_{fb} = M_f \cos(\theta - \frac{2\pi}{3})$ $L_{cf} = L_{fc} = M_f \cos(\theta - \frac{4\pi}{3})$
	Armadura/devanado D	$L_{aD} = L_{Da} = M_D \cos\theta$ $L_{bD} = L_{Db} = M_D \cos(\theta - \frac{2\pi}{3})$ $L_{bD} = L_{Db} = M_D \cos(\theta - \frac{4\pi}{3})$
	Armadura/devanado Q	$L_{aD} = L_{Da} = M_D \cos\theta$ $L_{bD} = L_{Db} = M_D \cos(\theta - \frac{2\pi}{3})$ $L_{bD} = L_{Db} = M_D \cos(\theta - \frac{4\pi}{3})$

Una gran simplificación en la descripción matemática de la máquina síncrona es transformar las variables a, b, c del estator en un nuevo marco de referencia, esto se logra mediante la denominada transformación park **P** la cual define un conjunto de corrientes, voltajes y enlaces de flujo para tres bobinas ficticias, una de las cuales es la bobina 0 estacionaria. Las otras dos bobinas d y la q, que rotan en sincronismo con el rotor. Las bobinas d y q tienen enlaces de flujo constante con el campo y con cualesquiera otros devanados que se encuentren en el rotor. Estas nuevas cantidades se obtienen proyectando las variables actuales en un conjunto de nuevas variables denominadas cantidades de eje directo, de eje de cuadratura y de secuencia cero, que se distinguen por los subíndices d, q y 0, respectivamente.

Las corrientes, voltajes y enlaces de flujo de las fases a, b y c se transforman, a través de **P** en las variables d, q,0 de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} = \mathbf{P} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad \begin{bmatrix} v_d \\ v_q \\ v_0 \end{bmatrix} = \mathbf{P} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad \begin{bmatrix} \lambda_d \\ \lambda_q \\ \lambda_0 \end{bmatrix} = \mathbf{P} \begin{bmatrix} \lambda_a \\ \lambda_b \\ \lambda_c \end{bmatrix} \tag{1.42}$$

donde

$$\mathbf{P} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos\theta & \cos(\theta - 120) & \cos(\theta - 240) \\ sin\,\theta & \sin(\theta - 120) & \sin(\theta - 240) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \tag{1.43}$$

La matriz **P** posee la propiedad de ortogonalidad, esto significa que $\mathbf{P^{-1}} = \mathbf{P^{T}}$ .Esta propiedad asegura que la potencia en las variables a, b y c no se altera por **P** esto es

$p = v_a i_a + v_b i_b + v_c i_c = \mathbf{v_{abc}}^{\mathbf{T}} \mathbf{i_{abc}}$

$= \left(\mathbf{P^{-1}} \mathbf{v_{0dq}}\right)^{\mathbf{T}} \left(\mathbf{P^{-1}} \boldsymbol{i_{0dq}}\right) = \mathbf{v_{odq}}^{\mathbf{T}} (\mathbf{P^{-1}})^{\mathbf{T}} \mathbf{P^{-1}} \mathbf{i_{0dq}} = \mathbf{v_{odq}}^{\mathbf{T}} \mathbf{i_{0dq}}$

A partir de las ecuaciones 1.42. Las ecuaciones d, q y 0, de enlaces de flujo resultantes son

$$\lambda_d = L_d i_d + \sqrt{\frac{3}{2}}\, M_f i_f \tag{1.44}$$

$$\lambda_q = L_q i_q \tag{1.45}$$

$$\lambda_0 = L_0 i_0 \tag{1.46}$$

A la inductancia L_d se le llama inductancia de eje directo, a la L_q inductancias de eje de cuadratura y a L_0 se le conoce como inductancia de secuencia cero.

Los enlaces de flujo de campo están dados como lo muestra la siguiente ecuación:

$$\lambda_f = \sqrt{\tfrac{3}{2}} M_f i_d + L_{ff} I_f \tag{1.47}$$

Las ecuaciones anteriores interpretadas físicamente muestran que L_d es la inductancia propia de la armadura equivalente sobre el eje d, que rota a la misma velocidad que el campo y que lleva una corriente i_d.Esta produce la misma fmm sobre el eje d que producirían las corrientes reales del estator i_a, i_b e i_c .De igual forma L_q y i_q se aplica para el eje q.El devanado ficticio del eje d y el devanado de campo f que representan el campo físico, pueden considerarse como dos bobinas estacionarias acopladas que están estacionarias una con respeto a la otra conforme van rotando, compartiendo la inductancia mutua $\sqrt{3/2}\, M_f$,entre ellas.Ademas,las bobinas de campo y el eje d no se acoplan magnéticamente con el devanado ficticio q que esta sobre el eje q,el cual atrasa en 90° en el espacio al eje d. Esto se muestra en la figura 15.

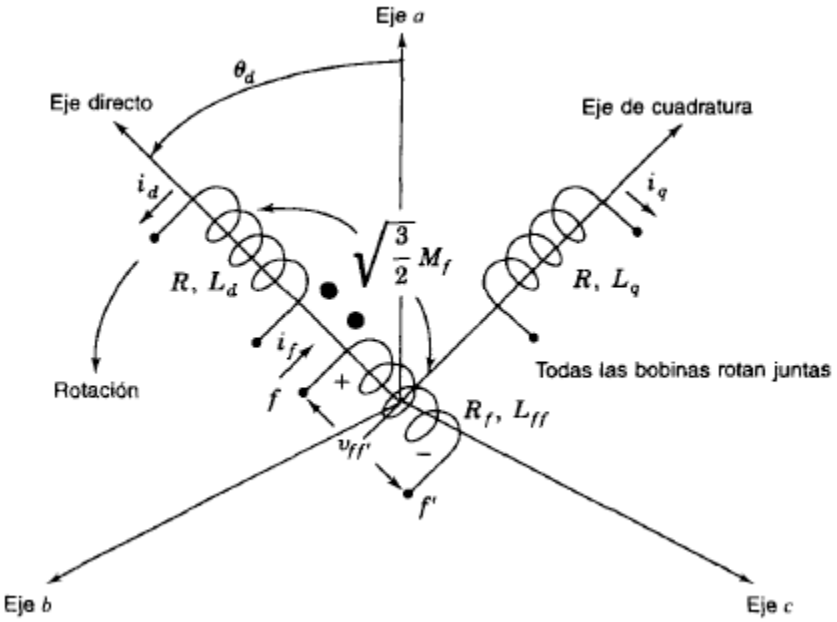


Figura 15 Representación de un generador sincrónico de polos salientes mediante las bobinas de ejes directo y de cuadratura del equivalente de la armadura, rotando en sincronismo con el devanado de campo en el rotor (Grainger & Stevenson, 1996).

Las tensiones de línea-neutro de las terminales para los devanados de la armadura son:

$$v_a = -Ri_a - \frac{d\lambda_a}{dt}$$
$$v_b = -Ri_b - \frac{d\lambda_b}{dt} \qquad (1.48)$$
$$v_c = -Ri_c - \frac{d\lambda_c}{dt}$$

Debido a lo difícil de manejar en términos de λ_a, λ_b y λ_c , se aplica nuevamente la transformación $\mathbf{P}$ para expresar en conjunto mucho más simple para los voltajes v_d, v_q y v_0 los cálculos se muestran a continuación:

Se rearregla la ecuación (1.48) en la siguiente forma:

$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} = -R \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} - \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \lambda_a \\ \lambda_b \\ \lambda_c \end{bmatrix}$$

Al multiplicar toda la ecuación anterior por **P** se obtiene,

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \\ v_0 \end{bmatrix} = -R \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} - \mathbf{P} \frac{d}{dt} \left(\mathbf{P}^{-1} \begin{bmatrix} \lambda_d \\ \lambda_q \\ \lambda_0 \end{bmatrix} \right)$$

Conservando el orden y aplicando la regla de derivada de un producto se obtiene,

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \\ v_0 \end{bmatrix} = -R \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} - \mathbf{P} \left\{ \mathbf{P^{-1}} \cdot \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \lambda_d \\ \lambda_q \\ \lambda_0 \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} (\mathbf{P^{-1}}) \cdot \begin{bmatrix} \lambda_d \\ \lambda_q \\ \lambda_0 \end{bmatrix} \right\}$$

$$= -R \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} - \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \lambda_d \\ \lambda_q \\ \lambda_0 \end{bmatrix} - \mathbf{P} \frac{d}{dt} (\mathbf{P}^T) \cdot \begin{bmatrix} \lambda_d \\ \lambda_q \\ \lambda_0 \end{bmatrix}$$

Al sustituir **P** en la ecuación anterior se obtiene

$$\begin{aligned} v_d &= -Ri_d - \frac{d\lambda_d}{dt} - \lambda_q \omega \\ v_q &= -Ri_q - \frac{d\lambda_q}{dt} + \lambda_d \omega \\ v_0 &= -Ri_0 - \frac{d\lambda_0}{dt} \end{aligned} \tag{1.49}$$

Este conjunto de ecuaciones se puede representar en circuitos equivalentes mostrado en la figura 16.

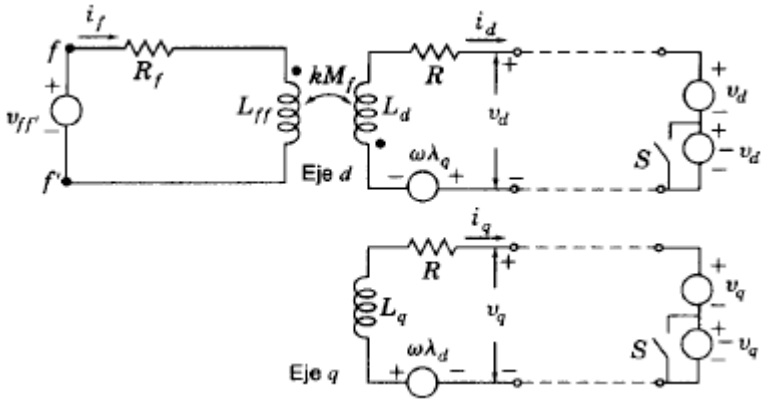


Figura 16 Circuito equivalente para el generador sincrónico de polos salientes (Grainger & Stevenson, 1996).

El circuito f representa el campo real, mientras que las fases de la armadura se han reemplazado por las bobinas d. Debido a que los ejes d y q están en cuadratura, se muestra que la bobina ficticia q esta desacoplada magnéticamente de los otros dos devanados. Sin embargo, hay una interacción entre los dos ejes a través de las fuentes de voltaje $\lambda_q\omega$ y $\lambda_d\omega$ que son voltajes por velocidad interno en la maquina debido al movimiento del rotor.

1.4.2 Modelado de transformador de potencia

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 17). 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 (Kundur, 1994):

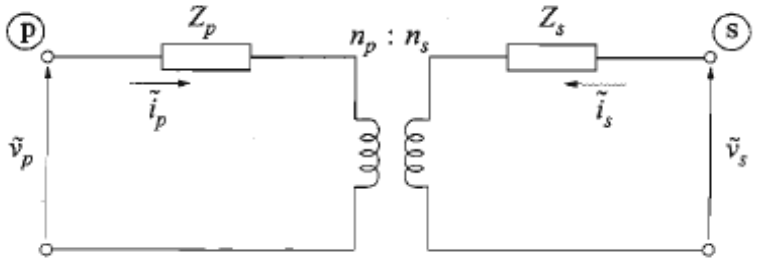


Figura 17 Circuito del Transformador Ideal de Dos Devanados (Kundur, 1994).

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].

$$\tilde{v}_p = Z_p\tilde{\imath}_p + \frac{n_p}{n_s}\tilde{v}_s - \frac{n_p}{n_s}Z_s\tilde{\imath}_s \tag{1.50}$$

$$\tilde{v}_s = \frac{n_p}{n_s}\tilde{v}_p - \frac{n_s}{n_p}Z_p\tilde{\imath}_p + Z_s\tilde{\imath}_s \tag{1.51}$$

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

$Z_{P0} = Z_P$ a posición nominal del tap de lado primario.

$Z_{S0} = Zs$ 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 1.50 y 1.51 en términos de valores nominales se escribe de la siguiente forma:

$$\tilde{v}_p = \left(\frac{n_p}{n_{p0}}\right)^2 Z_{p0}\tilde{\imath}_p + \frac{n_p}{n_s}\tilde{v}_s - \frac{n_p}{n_s}\left(\frac{n_s}{n_{s0}}\right)^2 Z_{s0}\tilde{\imath}_s \tag{1.52}$$

$$\tilde{v}_s = \frac{n_s}{n_p}\tilde{v}_p - \frac{n_s}{n_p}\left(\frac{n_p}{n_{p0}}\right)^2 Z_{p0}\tilde{\imath}_p + \left(\frac{n_s}{n_{s0}}\right)^2 Z_{s0}\tilde{\imath}_s \tag{1.53}$$

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

$$\frac{n_{p0}}{n_{s0}} = \frac{v_{pbase}}{v_{sbase}} \tag{1.54}$$

$$v_{pbase} = Z_{pbase}i_{pbase} \tag{1.55}$$

$$v_{sbase} = Z_{sbase}i_{sbase} \tag{1.56}$$

Las ecuaciones 1.52 y 1.53 expresadas en por unidad son:

$$\bar{v}_p = \left(\bar{n}_p\right)^2 \bar{Z}_{p0}\bar{\imath}_p + \frac{\bar{n}_p}{\bar{n}_s}\bar{v}_s - (\bar{n}_s)^2\frac{\bar{n}_p}{\bar{n}_s}\bar{Z}_{s0}\bar{\imath}_s \tag{1.57}$$

$$\bar{v}_s = \frac{\bar{n}_s}{\bar{n}_p}\bar{v}_s - \left(\bar{n}_p\right)^2\frac{\bar{n}_s}{\bar{n}_p}\bar{Z}_{p0}\bar{\imath}_p + (\bar{n}_s)^2\bar{Z}_{s0}\bar{\imath}_s \tag{1.58}$$

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

$$\bar{n}_p = \frac{n_p}{n_{p0}} \tag{1.59}$$

$$\bar{n}_s = \frac{n_s}{n_{s0}} \tag{1.60}$$

El circuito equivalente del transformador ideal en por unidad representa las ecuaciones 1.57 y 1.58 mostrado en la figura 18.

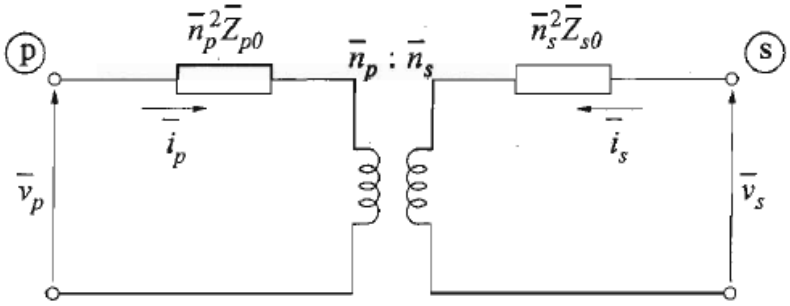


Figura 18 Circuito equivalente en pu (Kundur, 1994).

El circuito equivalente de la figura 18 se reduce a una forma normalizada mostrada en la figura 19, donde la impedancia equivalente y la relación de números de vuelta está en por unidad:

$$\bar{n}_p = \frac{\bar{n}_p}{\bar{n}_{p0}} = \frac{n_p n_{s0}}{n_{p0} n_s} \tag{1.61}$$

$$Z_e = \left(\frac{n_s}{n_{s0}}\right)^2 \left(\bar{Z}_{p0} + \bar{Z}_{s0}\right) \tag{1.62}$$

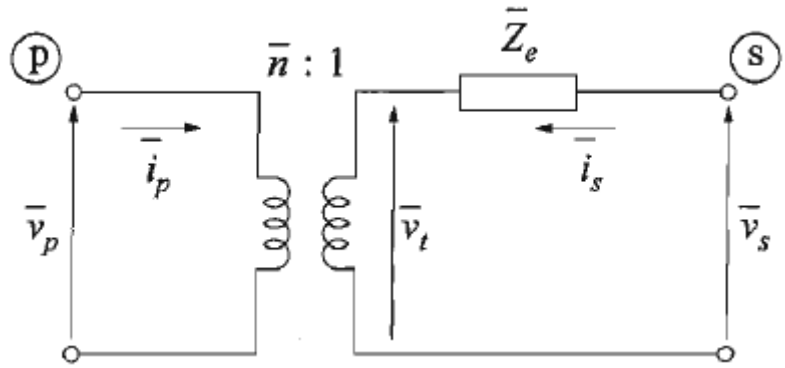


Figura 19 Circuito Equivalente Normalizado del Transformador de Dos Devanados (Kundur, 1994).

El circuito equivalente normalizado que se muestra en la figura 19 es usado para representar transformadores de dos devanados en flujos de potencia y estudios de estabilidad. Ze de la ecuación 1.62 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 n_{p0}/n_{s0} entonces n = 1, el transformador ideal desaparece, n representa la relación de vueltas fuera del valor nominal.

En el análisis de flujos de potencia no es conveniente usar la representación del transformador ideal. Se puede utilizar el circuito equivalente de la Figura 19 para formar el circuito π representado en la Figura 20. El valor de corriente final en el lado primario y en el lado secundario se obtiene por medio de las siguientes ecuaciones:

$$\bar{\imath}_p = \left(\bar{v}_p - \bar{n}\bar{v}_s\right)\frac{\bar{Y}_e}{\bar{n}^2} \tag{1.62}$$

$$\bar{\imath}_s = \left(\bar{n}\bar{v}_s - \bar{v}_p\right)\frac{\bar{Y}_e}{\bar{n}^2} \tag{1.63}$$

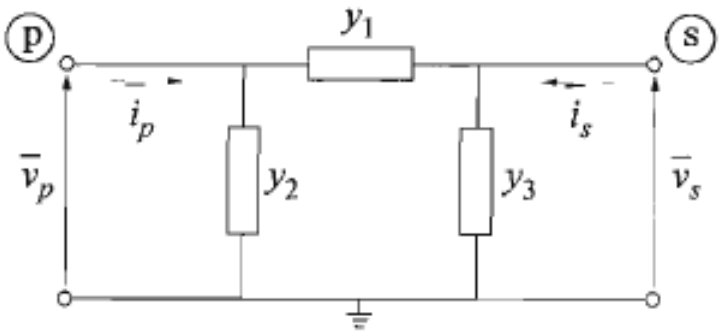


Figura 20 Diagrama General del Circuito π con tap fuera de su posición nominal (Kundur, 1994).

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

$$\bar{\imath}_p = \bar{y}_1(\bar{v}_p - \bar{v}_s) + \bar{y}_2\bar{v}_p \quad (1.64)$$

$$\bar{\imath}_s = \bar{y}_1(\bar{v}_s - \bar{v}_p) + \bar{y}_3\bar{v}_s \quad (1.65)$$

Las ecuaciones correspondientes en términos de admitancia para el circuito π equivalente de la Figura 21 a partir de las ecuaciones 1.62 y 1.64 se tienen:

$$y_1 = \frac{1}{\bar{n}}\bar{Y}_e = c\bar{Y}_e \quad (1.66)$$

$$y_2 = \left(\frac{1}{\bar{n}^2} - \frac{1}{\bar{n}}\right)\bar{Y}_e = (c^2 - c)\bar{Y}_e \quad (1.67)$$

$$y_3 = (1 - c)\bar{Y}_e \quad (1.68)$$

Donde

$c = 1/\bar{n}$

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

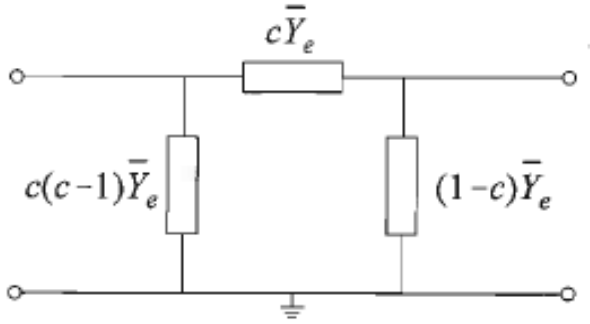


Figura 21 Circuito π Equivalente de un Transformador con tap fuera de su posición nominal (Kundur, 1994) .

1.4.3 Modelado de líneas de transmisión

La potencia es transferida de las unidades generadoras hasta las cargas a través de líneas de transmisión. Para propósitos de análisis la interconexión de líneas con otros elementos del sistema se usa el circuito π equivalente mostrado en la figura 22 el cual representa el desempeño de las líneas de transmisión (Kundur, 1994).

$$V_S = V_R \cosh(\gamma l) + Z_C\, I_R \sinh(\gamma l) \tag{1.69}$$

$$I_S = V_R \cosh(\gamma l) + \frac{V_R}{Z_C} \sinh(\gamma l) \tag{1.70}$$

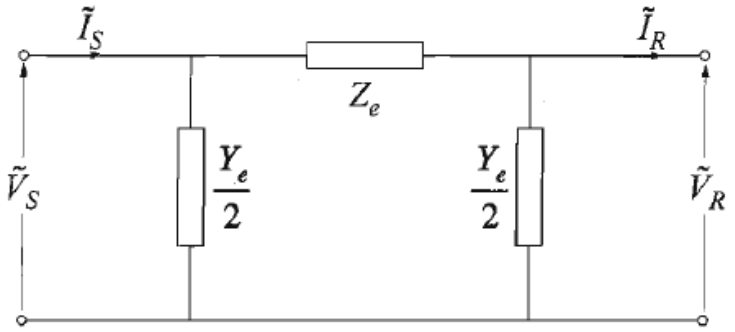


Figura 22 Circuito equivalente π de una línea de transmisión (Kundur, 1994).

Del circuito π equivalente:

$$V_S = \left(\frac{Z_e Y_e}{2} + 1\right) V_R + Z_e I_R \tag{1.71}$$

$$Z_e = Z_c \sinh(\gamma l) \tag{1.72}$$

$$\frac{Y_e}{2} = \frac{1}{Z_c} \tanh\left(\frac{\gamma l}{2}\right) \tag{1.73}$$

Las ecuaciones 1.72 y 1.73 son dadas para los elementos del circuito equivalente. Estos elementos describen las relaciones de tensión y corrientes obtenidas por las ecuaciones 1.69 y 1.70 .Si $\gamma l \ll 1$, las expresiones para Z_e y Y_e pueden ser aproximadas por las ecuaciones 1.74 y 1.75, Z y Y representan la impedancia total zl y la admitancia en derivación total yl.El modelo de circuito resultante es el circuito nominal π ,este se muestra en la figura 23

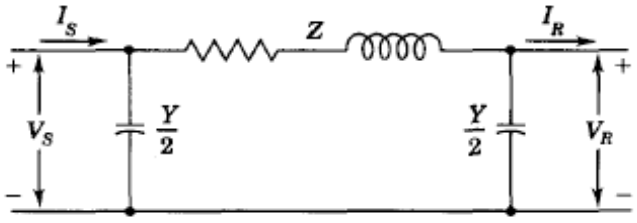


Figura 23 Circuito nominal de una línea de transmisión (Grainger & Stevenson, 1996).

1.4.4 Modelados de carga

La operación de un SEP depende de la capacidad de igualar continuamente la potencia de salida de las unidades generadoras con la potencia que demanda la carga eléctrica en el sistema, por lo tanto, es importante modelar elementos equivalentes de carga eléctrica para el análisis de un SEP. Los modelos de carga se clasifican tradicionalmente en dos categorías amplias: modelos estáticos y modelos dinámicos (Kundur, 1994) .

1.4.4.1 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:

$$P = P_0(\bar{V})^a \tag{1.74}$$

$$Q = Q_0(\bar{V})^b \tag{1.75}$$

$$V = \frac{V}{V_0} \tag{1.76}$$

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.

1.4.4.2 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):

$$P = P_0[p_1\bar{V}^2 + p_2\bar{V} + p_3] \quad (1.77)$$

$$Q = Q_0[q_1\bar{V}^2 + q_2\bar{V} + q_3] \quad (1.78)$$

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:

$$P = P_0(V)^a\left(1 + K_{pf}\Delta f\right) \quad (1.79)$$

$$Q = Q_0(V)^b\left(1 + K_{qf}\Delta f\right) \quad (1.80)$$

$$P = P_0[p_1V^2 + p_2V + p_3]\left(1 + K_{pf}\Delta f\right) \quad (1.81)$$

Donde:

Δf=Desviación de frecuencia $f - f_0\ \ Hz$

K_{pf}=Factor para potencia, tiene valores de 0 a 3.

K_{pf}=Factor para potencia reactiva, tiene valores de -2 a 0.

1.5 Modelo Clásico para estudios de estabilidad en sistemas de potencia multimáquinas.

El modelo clásico es el modelo más simple utilizado en estudios de dinámica de sistemas de potencia y requiere una cantidad mínima de datos; con el fin de facilitar la complejidad del modelado del sistema, y por lo tanto la carga computacional. 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.

Las suposiciones utilizadas en los estudios de estabilidad transitoria son las siguientes:

a) La entrada de potencia mecánica es constante.

b) El amortiguamiento o potencia asíncrona es insignificante.

c) El modelo de reactancia transitoria de tensión constante para las máquinas síncronas es válido.

d) El ángulo del rotor mecánico de una máquina coincide con el ángulo de la tensión detrás de la reactancia transitoria.

e) Las cargas están representadas por impedancias pasivas.

La suposición b) 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.

La suposición e), 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 24. El nodo 0 es el nodo de referencia. Los nodos 1,2, . . ., 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. Los valores iniciales de $\bar{E}_1$, $\bar{E}_1$,....., $\bar{E}_n$ se determinan a partir de las condiciones previas al transitorio. Por lo tanto, se necesita un estudio de flujo de potencia para condiciones previas al transitorio.

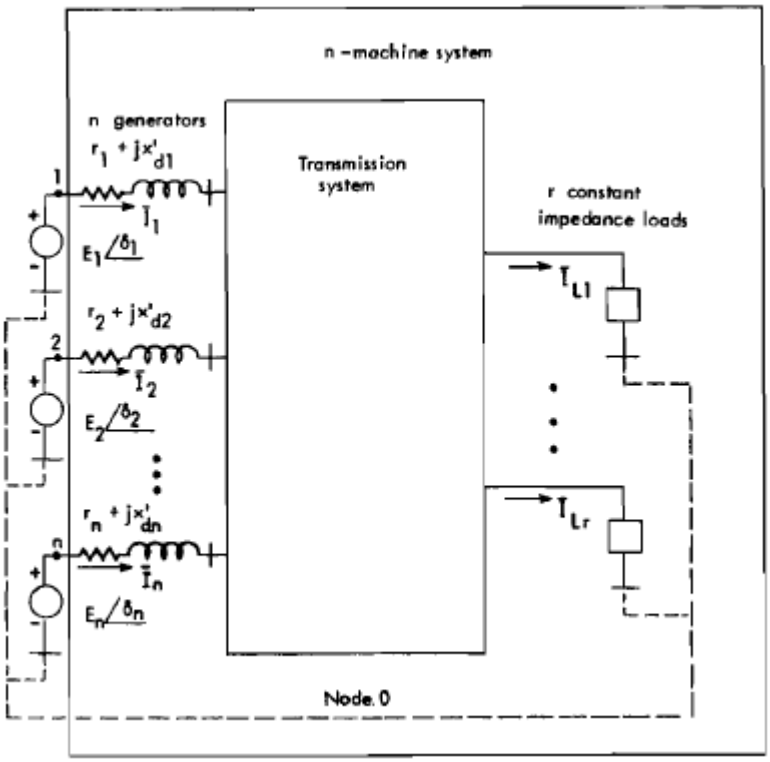


Figura 24 Representación de un sistema multimáquinas (modelo clásico) (Anderson & Fouad, 2003).

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 describe la red desde los terminales de los generadores, se define por:

$$\bar{\boldsymbol{I}} = \bar{\boldsymbol{Y}}\bar{\boldsymbol{E}} \quad (1.82)$$

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

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

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

La potencia en la red en el nodo i, que es la salida de potencia eléctrica de la máquina i, está dada por $P_i = \mathrm{Re}\left[\bar{E}_i \bar{I}_i^{\,*}\right]$

$$P_{ei} = {E_i}^2 G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j\neq i}}^{n} E_i\, E_j Y_{ij} \cos\left(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j\right) \quad i = 1,2,3 \dots, n \quad (1.83)$$

Las ecuaciones de movimiento están dadas por:

$$\frac{2H_i}{\omega_s}\frac{d\omega_i}{dt} + D_i\omega_i = P_{mi} - \left[{E_i}^2 G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j\neq i}}^{n} E_i\, E_j Y_{ij} \cos\left(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j\right) \right] \quad (1.84)$$

$$\frac{d\delta_i}{dt} = \omega_i - \omega_s \quad i = 1,2,3, \dots \dots, n$$

Es útil mencionar que antes de la perturbación $(t = 0^-), P_{mi0} = P_{ei0}$

$$P_{mi0} = {E_i}^2 G_{ii0} + \sum_{\substack{j=1 \\ j\neq i}}^{n} E_i\, E_j Y_{ij0} \cos\left(\theta_{ij0} - \delta_{i0} + \delta_{j0}\right) \quad (1.85)$$

El subíndice 0 se utiliza 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 1.84 es un conjunto de ecuaciones diferenciales no lineales de segundo orden no acopladas en n. Estos se pueden escribir en la forma:

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{x_0}, \mathbf{t}) \qquad (1.86)$$

donde x es un vector de dimensión (2n x 1),

$$\mathbf{x}' = [\omega_1, \delta_1, \dots\dots, \omega_n, \delta_n] \qquad (1.87)$$

y $\boldsymbol{f}$ es un conjunto de funciones no lineales de los elementos del vector de estado x.

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

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 $E_i\angle\theta_{i0}$ para todos los generadores. Las impedancias equivalentes de las cargas son obtenidas de los datos de las cargas en las barras.

Datos del sistema:

Las constantes de inercia H y las reactancias transitorias de eje directo x'_d para todos los generadores.

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.

El tipo 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 $\bar{P}_L$, potencia reactiva $\bar{Q}_L$, y una corriente $\bar{I}_L$fluyendo en una admitancia $\bar{Y}_L = G_L + jB_L$, entonces

$$P_L + jQ_L = \bar{V}_L\left[\bar{V}_L{}^*(G_L - jB_L)\right] = V_L{}^2(G_L - jB_L) \qquad (1.88)$$

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

$$\bar{Y}_L = \frac{P_L}{V_L{}^2} - j\frac{Q_L}{V_L{}^2} \qquad (1.99)$$

3. La tensión interna de los generadores $E_i\angle\theta_{i0}$ 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 25.

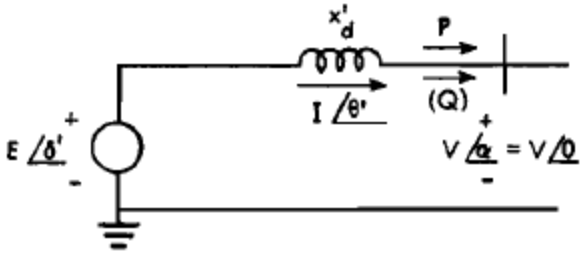


Figura 25 Circuito del generador para calcular δ_0

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

$$E\angle\delta' = \left(V + \frac{Qx_d{}'}{V}\right) + j\left(\frac{Px_d{}'}{V}\right) \qquad (1.100)$$

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

$$\delta_0 = \delta' + \alpha \qquad (1.101)$$

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 24) 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.

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 o reducción de Kron (Anderson & Fouad, 2003), (Grainger & Stevenson, 1996).

Sea,

$$\mathbf{I} = \mathbf{YV} \tag{1.102}$$

Donde,

$$\mathbf{I} = \begin{bmatrix} \mathbf{I_n} \\ \mathbf{0} \end{bmatrix}$$

Las matrices Y y V son subdivididas de forma matricial como se muestra a continuación:

$$\begin{bmatrix}\mathbf{I_n}\\ \mathbf{0}\end{bmatrix}=\begin{bmatrix}\mathbf{Y_{nn}} & \mathbf{Y_{nr}}\\ \mathbf{Y_{rn}} & \mathbf{Y_{rr}}\end{bmatrix}\begin{bmatrix}\mathbf{V_n}\\ \mathbf{V_r}\end{bmatrix} \tag{1.103}$$

Donde el subíndice *n* es usado para indicar los nodos de generadores y el subíndice r es usado para los nodos restantes. Así, para la red de la Figura 24, $\mathbf{V_n}$ tiene la dimensión $(n \text{ x } 1)$ y $\mathbf{V_r}$ tiene la dimensión $(r \text{ x } 1)$.

Expandiendo la ecuación 1.103 se obtiene,

$$\mathbf{I_n} = \mathbf{Y_{nn}V_n} + \mathbf{Y_{nr}V_r} \tag{1.104}$$

$$\mathbf{0} = \mathbf{Y_{nr}V_n} + \mathbf{Y_{rr}V_r} \tag{1.105}$$

De la ecuación 1.105 se elimina $\mathbf{V_r}$, para obtener

$$\mathbf{I_n} = (\mathbf{Y_{nn}} - \mathbf{Y_{nr}Y_{rr}^{-1}Y_{rn}})\mathbf{V_n} \tag{1.106}$$

La matriz $\mathbf{Y_{nn}} - \mathbf{Y_{nr}Y_{rr}^{-1}Y_{rn}}$ es la matriz de admitancias reducida de $\overline{\text{Y}}$ .Esta tiene las dimensiones $n \text{ x } n$, en donde n es el número de generadores.

La reducción de red ilustrada por las ecuaciones 1.102 a 1.105, 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 1.84 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.

CAPITULO 2: MÉTODOS NUMÉRICOS PARA EL ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA

2.1 Métodos numéricos

En el análisis del problema de estabilidad para un sistema multimáquinas no se utiliza el criterio de áreas iguales debido a que solo es aplicable a una máquina conectada a una barra infinita o a dos máquinas. Por lo tanto, es necesario utilizar métodos numéricos para la solución de la ecuación de oscilación de cada máquina.

En lo general en estas ecuaciones diferenciales no existe una solución que podamos presentarla en forma explícita o implícita; sin embargo, existen técnicas numéricas para aproximar soluciones, frecuentemente se usan los siguientes:

Método modificado de Euler.

Métodos de Runge-Kutta.

2.2 Método modificado de Euler

El método de Euler considera que existe un problema de valor inicial de primer orden.

$$y' = f(x, y)\ , y(x_0) = y_0 \tag{2.1}$$

Procedemos a utilizar la linealización de la solución desconocida $y(x)$ de (2.1) en $x = x_0$:

$$L(x) = f(x_0, y_0)(x - x_0) + y_0 \tag{2.2}$$

La grafica de linealización es una línea recta tangente a la gráfica de $y = y(x)$ en el punto (x_0, y_0).Consideramos a h como el incremento positivo en el eje x, como lo indica la figura 26

Entonces al reemplazar x por $x_1 = x_0 + h$ en 2.2, obtenemos

$$L(x_1) = f(x_0, y_0)(x_1 - x_0) + y_0 \quad o \quad y_1 = y_0 + hf(x_0, y_0)$$

En la línea tangente el punto (x_1, y_1) es una aproximación del punto $\big(x_1, y(x_1)\big)$ ubicado sobre la curva de solución. La exactitud de la aproximación $y_1 \approx y(x_1)$ depende en gran medida del tamaño del incremento h.

Si continuamos de esa misma forma, observaremos que $y_1, y_2, \ldots \ldots$ pueden definirse de manera recursiva mediante la fórmula general

$$y_{n+1} = y_n + hf(x_n, y_n) \tag{2.3}$$

donde $x_n = x_0 + nh$, $n = 0,1,2,$ ...Este procedimiento de utilizar líneas sucesivas se le denomina método de Euler.

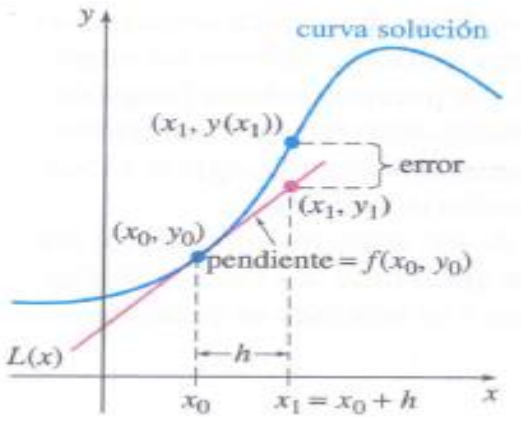


Figura 26 Aproximación de $y(x_1)$ mediante una línea tangente

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 (Chapra & Canale, 2007).

$$y_{n+1} = y_n + h\frac{f(x_n, y_n) + f(x_{n+1}, {y_{n+1}}^*)}{2} \tag{2.4}$$

$${y_{n+1}}^* = y_n + hf(x_n, y_n) \tag{2.5}$$

Considérese el caso para $n = 0$, daría ${y_1}^* = y_0 + hf(x_0, y_0)$,y después, al conocer este valor, usamos 2.4 para obtener $y_{n+1} = y_n + h\,(f(x_n, y_n) + f(x_{n+1}, {y_{n+1}}^*))/2$ .En la figura 27 obsérvese $m_0 = f(x_0, y_0)$ y $m_1 = f(x_1, {y_1}^*)$ son las pendientes que atraviesan los puntos (x_0, y_0) y $(x_1, {y_1}^*)$,respectivamente.Al determinar el promedio de estas pendiente se obtiene $m_{prom} = (f(x_0, y_0) + f(x_1, {y_1}^*))/2$ lo cual permite avanzar a lo largo de la línea

discontinua que pasa por el punto (x_0, y_0) con pendiente m_{prom} hasta alcanzar x_1 .Por observación de la figura, parece factible que y_1 sea una mejor sobre $y_1{}^*$ .En general el método de Heun es un método predictor y corrector. El valor de $y_{n+1}{}^*$ pronostica un valor de $y(x_n)$, mientras que el valor de $y_{n+1} = y_n$ corrige esta estimación.

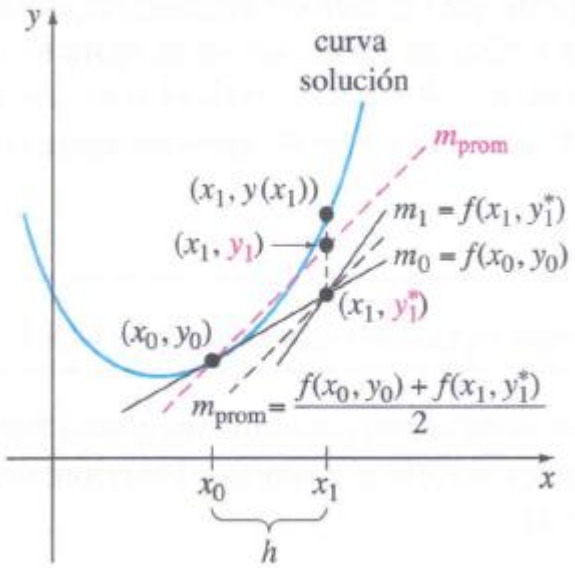


Figura 27 La pendiente m_{prom} es el promedio de m_0 y m_1

2.3 Métodos Runge-Kutta

Fundamentalmente los métodos de Runge-Kutta son generalizaciones de la formula básica de Euler (2.3) donde la función f se reemplaza por el promedio ponderado de pendientes en el intervalo $x_n \leq x \leq x_{n+1}$.

$$y_{i+1} = y_i + f(x_i, y_i, h)h \tag{2.5}$$

Donde $f(x_i, y_i, h)$ se conoce como función incremento, la cual se puede interpretar como un promedio ponderado. La función incremento se escribe en forma general como:

$f(x_i, y_i, h) = a_1 k_1 + a_2 k_2 + \cdots + a_n k_n$

Donde las a son constante y las k son:

$k_1 = f(x_i, y_i)$

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

$k_3 = f(x_i + p_2 h, y_i + q_{21} k_1 h + q_{22} k_2 h)$

.

.

.

$k_n = f\left(x_i + p_{n-1} h, y_i + q_{n-1,1} k_1 h + q_{n-1,2} k_2 h + \cdots + q_{n-1,n-1} k_{n-1} h\right)$

Donde p y q son constante. Obsérvese que las k son relaciones de recurrencias.

La función incremento no se forma de manera aleatoria, sino que los parámetros son elegidos de manera que concuerde con el polinomio de Taylor de grado n. Como cada k es una evaluación funcional, esta recurrencia vuelve eficientes a los métodos RK para cálculos en computadora. Es posible tener varios tipos de métodos de Runge-Kutta empleando diferentes números de términos en la función incremento especificado por n, una vez elegida n se deben evaluar las a,p y q igualando a la ecuación (2.4), a los términos en la expansión de la serie Taylor.

Una de las versiones más utilizadas y más exactas de los métodos de Runge-Kutta son los de cuarto orden, a continuación, se presenta el método clásico para este orden:

$$y_{i+1} = y_i + \frac{1}{6}(k_1 + 2k_2 + 2k_3 + k_4) \tag{2.6}$$

Donde:

$$k_1 = f(x_i, y_i) \tag{2.6a}$$

$$k_2 = f\left(x_i + \frac{1}{2}h, y_i + \frac{1}{2}k_1 h\right) \tag{2.6b}$$

$$k_3 = f\left(x_i + \frac{1}{2}h, y_i + \frac{1}{2}k_2 h\right) \tag{2.6c}$$

$$k_4 = f(x_i + h, y_i + k_3 h) \tag{2.6d}$$

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 28, cada una de las k representa una pendiente. De esta forma la ecuación 2.6 representa un promedio ponderado de estas para establecer la mejor pendiente.

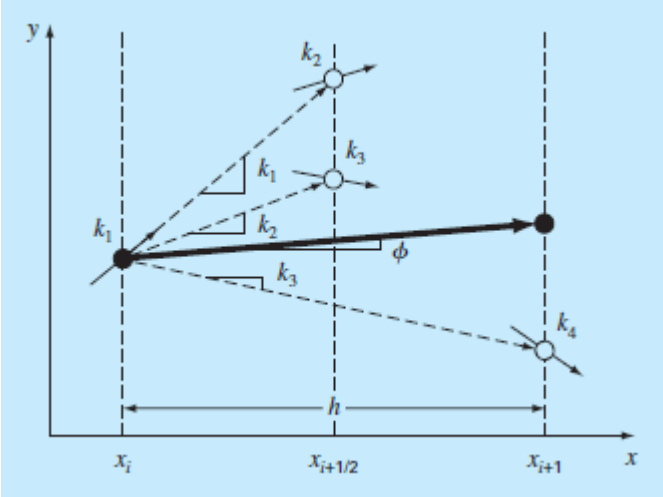


Figura 28 Representación gráfica de las pendientes estimadas empleada en el método RK de cuarto orden.

2.4 Solución de la ecuación de oscilación del problema de estabilidad aplicando métodos numéricos.

Los métodos numéricos (Euler modificado, Runge-Kutta), permiten aproximar la solución de un problema de valor inicial de orden superior. En el caso del problema de estabilidad esta descrita por una ecuación diferencial de segundo orden la cual se debe expresar como un sistema de dos ecuaciones diferenciales lineales de primer orden.

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

$$\frac{d^2\delta_i}{dt^2} = \frac{\omega_s}{2H_i}(P_{mi0} - P_{ei}); i = 1,2,3 \dots, n \quad (2.7)$$

Esta ecuación se puede expresar de la siguiente manera:

Definiendo las variables:

$$\delta_i = \angle E'_i \quad (2.8a)$$

$$\dot{\delta_i} = \omega_r \quad (2.8b)$$

Entonces:

$$\dot{\omega_r} = \frac{\omega_s}{2H_i}(P_{mi0} - P_{ei}); i = 1,2,3 \dots, n \quad (2.9)$$

Las condiciones iniciales son las siguientes:

$$\delta_{i0} = \angle E'_i$$

$$\omega_{r0} = 0$$

De esta forma, δ_i y ω_r son dos variables de estado.

El algoritmo de Euler Modificado aplicado al problema de estabilidad transitoria es como sigue (Stagg & El-Abiad, 1968):

Antes de la perturbación, realizar un estudio de flujo de potencia, con tensiones y potencias especificadas. Se necesita calcular $[\bar{Y}_{barra}]$ previo a la falla.

1) Calcular las tensiones internas transitorias de los generadores $\bar{E}'_{i0}$, mediante las ecuaciones 1.100 y 1.101, aplicables al circuito de la Figura 25. 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 $\bar{E}'_{i0} = \bar{V}_{i0} + \mathrm{j}x'_{di}\bar{I}_{i0}$ para calcular las tensiones internas transitorias previo a la perturbación, recordando que $\bar{V}_{i0}$ es la tensión de referencia del sistema. Con esto se tendrán los valores de δ_{i0} y por ser estado estable, ω_{ri0}=0. Utilizando la $[\bar{Y}_{barra}]$ previo a la falla se calcula potencia mecánica de entrada a los generadores.
2) Calcular $[\bar{Y}_{barra}]$, durante la falla y después de la falla.
3) Inicializar la cuenta del tiempo en $p = 0$.

4) Calcular las salidas de potencia de cada generador con la $[\bar{Y}_{barra}]$ apropiada con la ayuda de la ecuación 1.83. Con esto se obtiene ${P_{ei}}^{(p)}$ para cada $t = t^{(p)}$.Después de la ocurrencia de la falla, el periodo se divide en intervalos de tiempo discretos uniformes, Δt, y el tiempo se cuenta como $t^{(0)}, t^{(1)}, \ldots\ldots$ La ecuación de ${P_{ei}}^{(p)}$ a utilizar estará determinada por el tiempo de libramiento de la falla.
5) Calcular ${\dot{\delta}_\iota}^{(p)}, {\omega_{r\iota}}^{(p)}, i = 1,2,3 \ldots, n$ a partir de las ecuaciones (2.8) y (2.9)
6) Calcular los primeros valores estimados de las variables de estado para $t = t^{(p+1)}$

$$\delta_i{}^{(p+1)} = \delta_i{}^{(p)} + {\dot{\delta}_\iota}^{(p)}\Delta t \tag{2.10}$$

$$\omega_i{}^{(p+1)} = \omega_i{}^{(p)} + {\dot{\omega}_\iota}^{(p)}\Delta t \tag{2.11}$$

Para cada generador $i = 1,2,3 \ldots\ldots n$

7) Calcular ${P_{ei}}^{(p+1)}$, con la $[\bar{Y}_{barra}]$ apropiada.
8) Calcular los valores promedios de las derivadas de las variables de estado:

$${\dot{\delta}_\iota}^{(p)}{}_{prom} = \frac{{\dot{\delta}_\iota}^{(p)} + {\dot{\delta}_\iota}^{(p+1)}}{2} \tag{2.12}$$

$${\dot{\omega}_{r\iota}}^{(p)}{}_{prom} = \frac{{\dot{\omega}_{r\iota}}^{(p)} + {\dot{\omega}_{r\iota}}^{(p+1)}}{2} \tag{2.13}$$

Para cada generador $i = 1,2,3 \ldots\ldots n$

9) Calcular los estimados de estado final para $t = t^{(p+1)}$:

$$\delta_i{}^{(p+1)} = \delta_i{}^{(p)} + {\dot{\delta}_{iprom}}^{(p)}\Delta t \tag{2.14}$$

$$\omega_i{}^{(p+1)} = \omega_i{}^{(p)} + {\dot{\omega}_{iprom}}^{(p)}\Delta t \tag{2.15}$$

Imprimir $\delta_i{}^{(p+1)}, \omega_i{}^{(p+1)}, i = 1,2,3 \ldots n.$

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

Las curvas de oscilación para todas las máquinas se grafíca. 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 (Stagg & El-Abiad, 1968):

$$\delta_i{}^{(p+1)} = \delta_i{}^{(p)} + \frac{1}{6}\left(k_{i1}{}^{(p)} + 2k_{i2}{}^{(p)} + 2k_{i3}{}^{(p)} + k_{i4}{}^{(p)}\right)\Delta t \qquad (2.16)$$

$$\omega_{ri}{}^{(p+1)} = \omega_{ri}{}^{(p)} + \frac{1}{6}\left(s_{i1}{}^{(p)} + 2s_{i2}{}^{(p)} + 2s_{i3}{}^{(p)} + s_{i4}{}^{(p)}\right)\Delta t \qquad (2.17)$$

El algoritmo de Runge-Kutta de cuarto orden aplicado al problema de estabilidad transitoria es el siguiente:

1) Antes de la perturbación, realizar un estudio de flujo de potencia, con tensiones y potencias especificadas. Se necesita calcular $[\bar{Y}_{barra}]$ previo a la falla.
2) Calcular las tensiones internas transitorias de los generadores $\bar{E}'_{i0}$, mediante las ecuaciones 1.100 y 1.101, aplicables al circuito de la Figura 25. 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 $\bar{E}'_{i0} = \bar{V}_{i0} + \mathrm{j}x'_{di}\bar{I}_{i0}$ para calcular las tensiones internas transitorias previo a la perturbación, recordando que $\bar{V}_{i0}$ es la tensión de referencia del sistema. Con esto se tendrán los valores de δ_{i0} y por ser estado estable, ω_{ri0}=0. Utilizando la $[\bar{Y}_{barra}]$ previo a la falla se calcula potencia mecánica de entrada a los generadores.

3) Calcular $[\bar{Y}_{barra}]$, durante la falla y después de la falla.
4) Inicializar la cuenta del tiempo en $p = 0$.
5) Calcular los parámetros k y s para $t = t^{(p)}$.

$$k_{i1}{}^{(p)} = \omega_{ri}{}^{(p)}(\delta_i) \tag{2.18a}$$

$$s_{i1}{}^{(p)} = \frac{\omega_s}{2H_i}\left(P_{mi0} - P_{ei}{}^{(p)}(\delta_i)\right) \tag{2.18b}$$

$$k_{i2}{}^{(p)} = \omega_{ri}{}^{(p)}(\delta_i) + \frac{1}{2}s_{i1}{}^{(p)}\Delta t \tag{2.18c}$$

$$s_{i2}{}^{(p)} = \frac{\omega_s}{2H_i}\left(P_{mi0} - P_{ei}{}^{(p)}\left(\delta_i + \frac{1}{2}k_{i1}{}^{(p)}\Delta t\right)\right) \tag{2.18d}$$

$$k_{i3}{}^{(p)} = \omega_{ri}{}^{(p)}(\delta_i) + \frac{1}{2}s_{i2}{}^{(p)}\Delta t \tag{2.18e}$$

$$s_{i3}{}^{(p)} = \frac{\omega_s}{2H_i}\left(P_{mi0} - P_{ei}{}^{(p)}\left(\delta_i + \frac{1}{2}k_{i2}{}^{(p)}\Delta t\right)\right) \tag{2.18f}$$

$$k_{i4}{}^{(p)} = \omega_{ri}{}^{(p)}(\delta_i) + s_{i3}{}^{(p)}\Delta t \tag{2.18g}$$

$$s_{i4}{}^{(p)} = \frac{\omega_s}{2H_i}\left(P_{mi0} - P_{ei}{}^{(p)}\left(\delta_i + k_{i3}{}^{(p)}\Delta t\right)\right) \tag{2.18h}$$

Para el cálculo de estos parámetros se calculan las salidas de potencia de cada generador con la $[\bar{Y}_{barra}]$ apropiada con la ayuda de la ecuación 1.83. Con esto se obtiene $P_{ei}{}^{(p)}$ para cada $t = t^{(p)}$.Después de la ocurrencia de la falla, el periodo se divide en intervalos de tiempo discretos uniformes, Δt, y el tiempo se cuenta como $t^{(0)}, t^{(1)}, \ldots$..La ecuación de $P_{ei}{}^{(p)}$ a utilizar estará determinada por el tiempo de libramiento de la falla.

6) Utilizar las ecuaciones (2.17) para actualizar en $t = t^{(r+1)}$ de los valores de ${\delta_i}^{(p+1)}$ y ${\omega_i}^{(p+1)}$.
7) Imprimir ${\delta_i}^{(p+1)}$ y ${\omega_i}^{(p+1)}$ para $i = 1,2,3 \ldots . n$.

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

CAPITULO 3: SISTEMAS DE CONTROL EXCITACIÓN

El objetivo fundamental del sistema de excitación, o sistema de control de excitación es realizar el ajuste automático de la corriente de campo del generador sincrónico de modo que se mantenga el voltaje de salida de acuerdo a los valores especificados de consigna (generalmente lo más constante posible).

Desde el punto de vista de su funcionamiento, el sistema de control de excitación (SCE) debe ser capaz de responder a perturbaciones, tanto transientes como estacionarias, sin alterar la operación normal del generador. Asimismo, debe ser capaz de integrarse con el resto de los sistemas de protección de los generadores, tales como las protecciones ante fallas de aislación en el rotor debido a altos voltajes, calentamientos en el rotor debido a corrientes de campo, calentamientos en el estator debido a corrientes de armadura, calentamiento por baja excitación de operación y debido a exceso de flujo, etc.

Desde el punto de vista de los sistemas de potencia, el sistema de excitación contribuye a un control efectivo de voltaje y por ello es ampliamente usado para mejorar la estabilidad del sistema. En particular, se usa en coordinación con estabilizadores de potencia (Power System Stabilizer PSS) para amortiguar oscilaciones y en el control rápido ante un disturbio como manera de mejorar la estabilidad transitoria.

3.1 Elementos de un Sistema de Control de Excitación (SCE)

En la figura 29 se muestra el diagrama de bloque típico de un (SCE) para un generador síncrono.

La función de cada bloque es la siguiente:

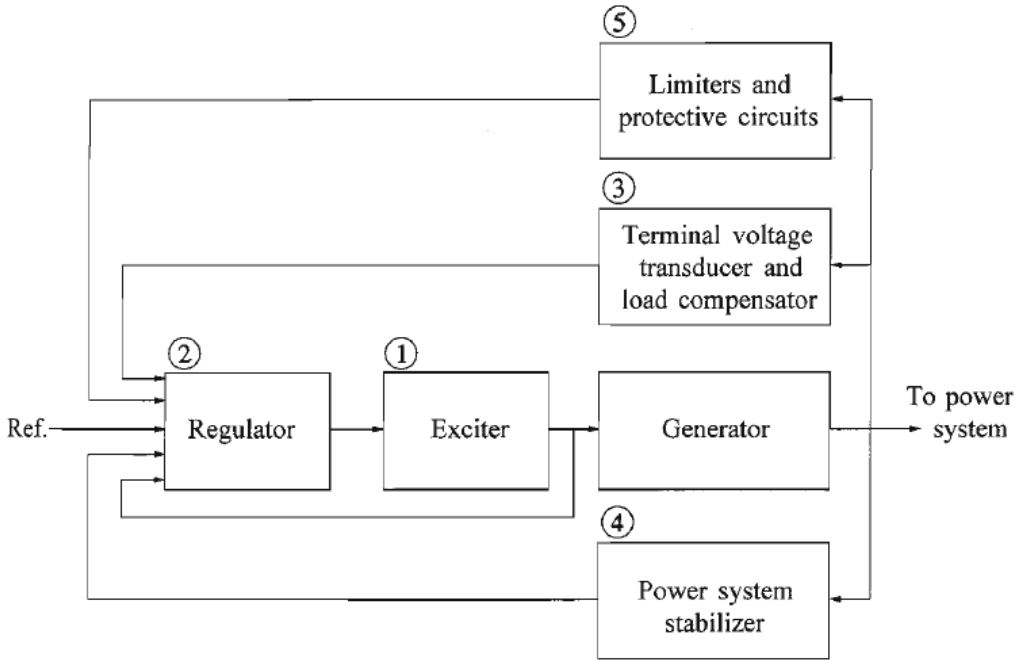


Figura 29 Diagrama de bloques del sistema de control de excitación del generador síncrono.

La función de cada bloque es la siguiente:

Excitador (Exciter): Este subsistema proporciona la energía eléctrica de alimentación del campo rotatorio del generador sincrónico, constituyendo la fuente de poder del SCE.

Regulador (Regulator): Este subsistema procesa y amplifica la señal de entrada a un nivel y forma apropiada para el control. Este incluye ambas regulaciones y funciones de estabilidad del SCE.

Terminal de Voltaje Transductor y Compensador de Carga (Terminal voltaje transducer and load compensator): Mide el voltaje en bornes del generador y, opcionalmente, estima la diferencia de voltaje hasta el nodo de inyección a la red. Posteriormente rectifica y filtra estos valores a una cantidad dc.

Estabilizador de Potencia del Sistema (Power System Stabilizer PSS): Este bloque provee una señal de salida adicional hacia el regulador, la cual se usa para amortiguar las oscilaciones del sistema. Es opcional su activación.

Limitadores y circuitos de protección (Limiters and protective devices) Esta unidad incluye un extenso arreglo de control y funciones de protección para garantizar que los limites de capacidad del excitador y el generador no se excedan.

Algunas de las funciones más usadas son los limitadores de corriente de campo, límite máximo de excitación, limitador de voltaje, regulación y protección de Volts/Hertz y limitador de bajo voltaje.

3.2 Tipos de Sistema de Excitación

En términos generales, dependiendo de la fuente de poder usada en la excitación se pueden clasificar en tres categorías:

Excitadores de Corriente Continua

Corriente alterna

Estática

3.2.1 Excitación de Corriente Continua

La excitación de este tipo utiliza generadores DC como fuentes de excitación de poder para proveer la corriente al rotor de la máquina síncrona a través de las escobillas. El excitador puede ser impulsado por un motor o, aprovechando la energía primaria, por el mismo eje del generador. Puede ser excitada por si misma o excitada en forma separada.

Los SCE DC representan los primeros sistemas, desde los años 20 a 60. Estos pierden relevancia a mediados de los 60 cuando aparecieron fuertemente los de excitación AC. Por ello en la actualidad los SCE DC están desapareciendo gradualmente, debido a la antigüedad de algunos están siendo reemplazados por excitación AC o estáticos. Muchos de los SCE DC están aún en servicio, y requieren de modelos para los estudios de estabilidad.

La Figura 30 muestra la representación de un SCE DC típico. Este cuenta con un conmutador el cual abastece de corriente continua al campo del generador principal. El excitador es controlado por un amplidine siendo este una máquina DC de construcción especial que tiene un conjunto de escobillas separadas en

90º eléctricos, uno sobre su eje directo (d) y otro sobre su eje de cuadratura. El control del campo de giro es localizado sobre el eje d. Una carga de compensación de giro en serie con el eje d produce un flujo igual y opuesto al de la corriente de armadura del eje d.

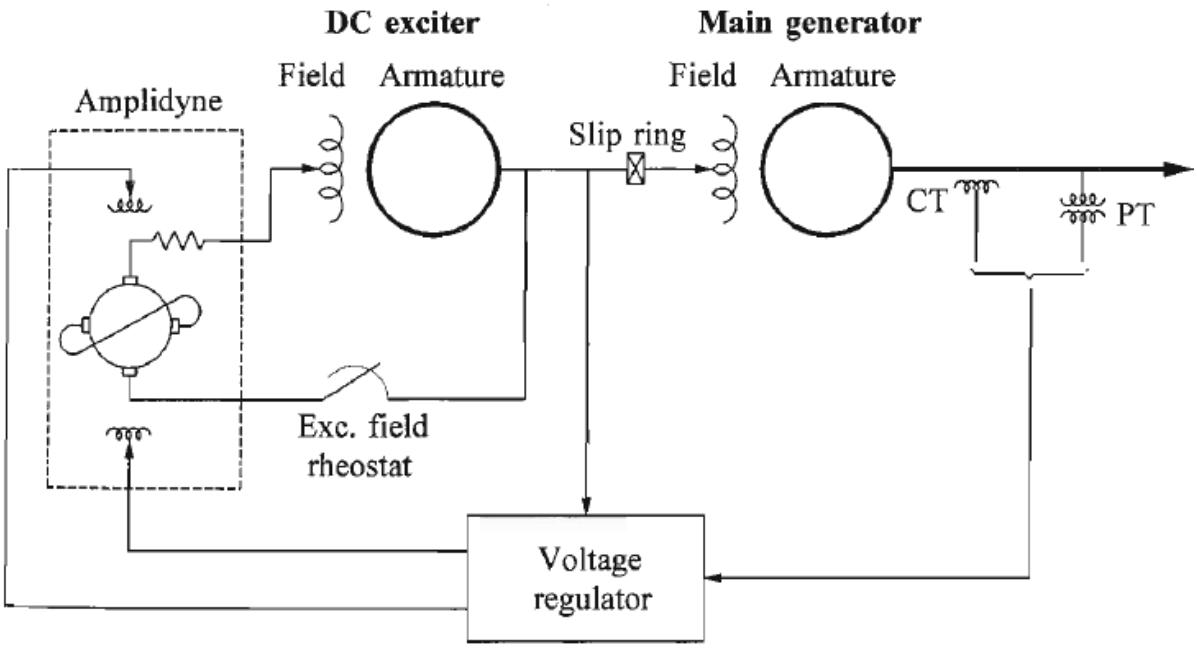


Figura 30 Sistema de excitación DC con regulador de voltaje amplidine (Kundur, 1994).

3.2.2 Excitación de Sistemas de Corriente Alterna

La excitación de esta categoría utiliza alternadores (maquinas AC) como fuentes para la excitación del generador. Generalmente, el excitador está montado sobre el mismo eje de la turbina del generador. La salida AC del excitador es rectificada por rectificadores controlados o no controlados, la que produce la corriente continua necesaria para el campo del generador. Los rectificadores pueden ser estacionarios o rotacionales. Los primeros sistemas de excitación AC usaron una combinación de amplificadores magnéticos y rotacionales como reguladores. Hoy en día se usan dispositivos electrónicos. A continuación, una descripción de los diferentes tipos de excitación AC.

3.2.2.1 Sistemas de Rectificación Estacionarios

En este tipo de excitación AC a como lo muestra el esquema la etapa de rectificación se realiza fuera del generador mediante rectificadores estacionarios. Aquí, la salida DC alimenta al campo principal del generador a través de anillos deslizantes (slip ring). En la Figura 31 se muestra un diagrama unilineal del control de campo del alternador con rectificador para la excitación del sistema.

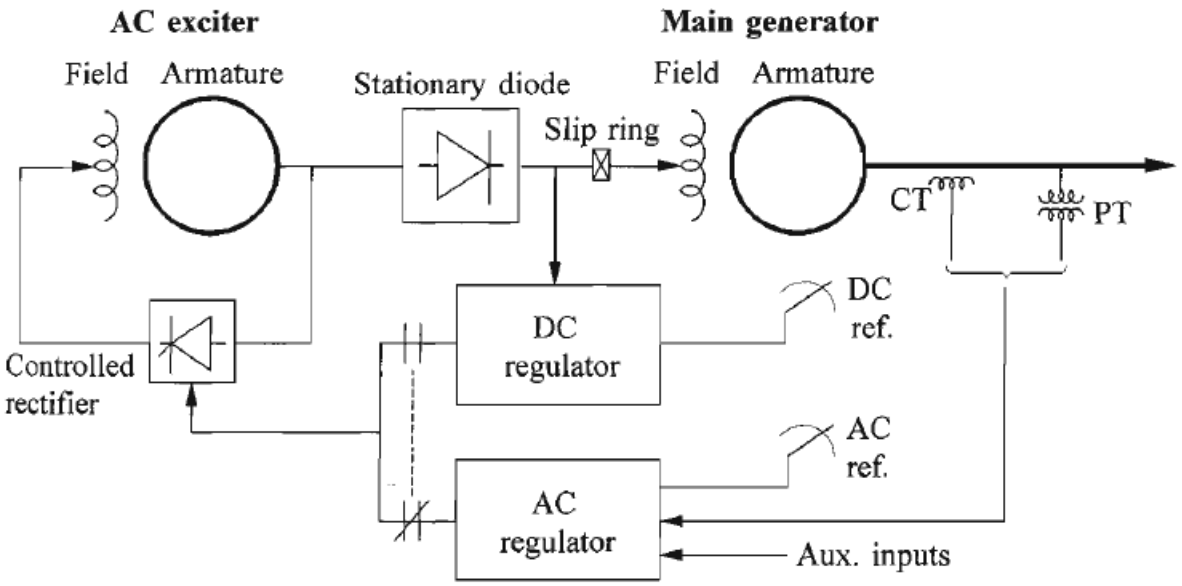


Figura 31 Sistema de excitación de alternador rectificado con campo controlado (Kundur, 1994).

La Figura 31 representa el SCE ALTERREX de GE. Este alternador excitador (AC exciter), el cual a su vez es un generador sincrónico, está impulsado por el eje del generador principal. El excitador opera en la modalidad autoexcitado, esto es su voltaje de campo se obtiene a través de un rectificador con tiristores que toma la energía en bornes del propio excitador.

De esta forma, los rectificadores tienen control sobre la excitación del alternador excitador, el cual modifica el voltaje en bornes y, en consecuencia, cambia el voltaje continuo de alimentación del campo del generador principal. Notar que los diodos no tienen posibilidad de control, sólo rectifican la señal de entrada. Otra alternativa es usar un excitador dirigido como fuente para excitador de campo del poder.

Cuando se usa rectificadores controlados, el regulador controla directamente el voltaje de salida DC del excitador.

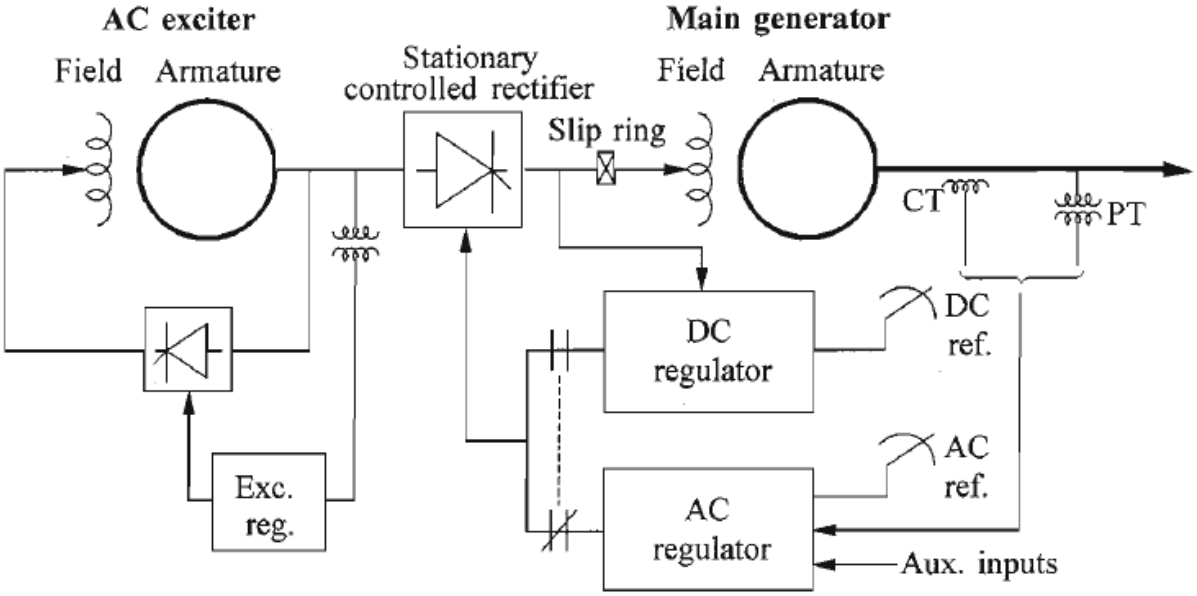


Figura 32 Sistema de excitación de rectificador controlado suministrado por el alternador (Kundur, 1994).

La figura 32 muestra este caso. El regulador de voltaje controla el encendido de los tiristores. El excitador alternador es autoexcitado y usa un regulador estático de voltaje independiente para mantener su voltaje de salida. Dado que los tiristores son controlados directamente por la salida del excitador, este sistema de modo inherente provee una alta respuesta inicial (pequeña respuesta en el tiempo).

Como se mostró anteriormente en las figuras 31 y 32, hay dos modos independientes de regulación: uno AC que regula automáticamente y mantiene el voltaje en bornes del estator del generador principal a un voltaje de referencia AC, y otro un regulador DC que mantiene constante el voltaje en el campo del generador de acuerdo a una referencia determinada. El regulador DC o modo de control manual actúan cuando del regulador AC falló o necesita ser deshabilitado. La entrada de las señales al regulador AC incluyen entradas auxiliares las cuales permiten un control adicional y funciones de protección.

3.2.2.2 Sistemas de Rectificación Rotacional

Con este tipo de rectificación los anillos rozantes y escobillas son eliminados, y la salida DC alimenta directamente al campo del generador, como se muestra en la figura 33. Aquí, la armadura del excitador AC y el rectificador de diodos rotan con el campo del generador. Un pequeño excitador piloto AC, con un rotor de imán permanente, rota con la armadura y el rectificador de diodos. La salida del rectificador del estator del excitador piloto energiza el campo estacionario del excitador AC. El regulador de voltaje controla el campo del excitador de CA, que a su vez controla el campo del generador principal.

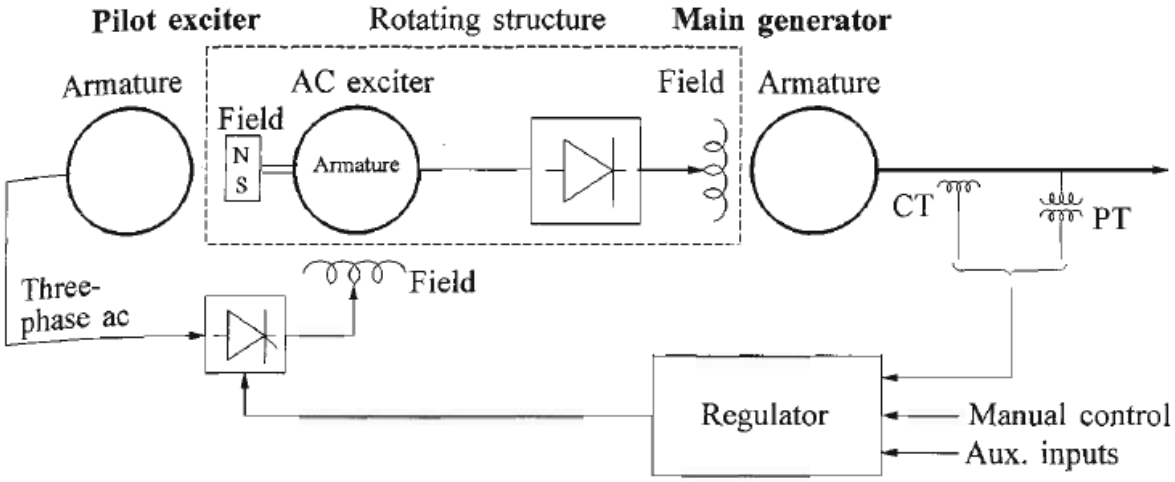


Figura 33 Sistema de excitación sin escobillas (Kundur, 1994).

Este sistema fue desarrollado para evitar problemas con el uso de escobillas. Los sistemas de excitación sin escobillas no permiten medir directamente la corriente de campo o voltaje del generador. El control manual del generador principal está provisto por una entrada ajustable DC para poner el circuito gatillador del tiristor.

3.2.3 Sistemas de Excitación Estática

Todas las componentes en este sistema son estáticos o estacionarias, tanto los rectificadores estáticos, controlados o no controlados, como las fuentes de excitación DC para el campo del generador sincrónico principal a través de anillos

deslizantes (o rozantes). La fuente de alimentación para los rectificadores se obtiene del generador principal a través de un transformador que baja el voltaje a un nivel apropiado.

3.2.3.1 Sistema de fuente de potencial y rectificador controlado.

En este sistema, la excitación del generador es abastecida a través de un transformador (exciter transformer) desde los terminales del generador o la estación auxiliar, y está regulada por un control del rectificador. Este tipo de sistema de excitación es también comúnmente conocido como bus-fed o transformer-fed. Se puede observar en la figura 34.

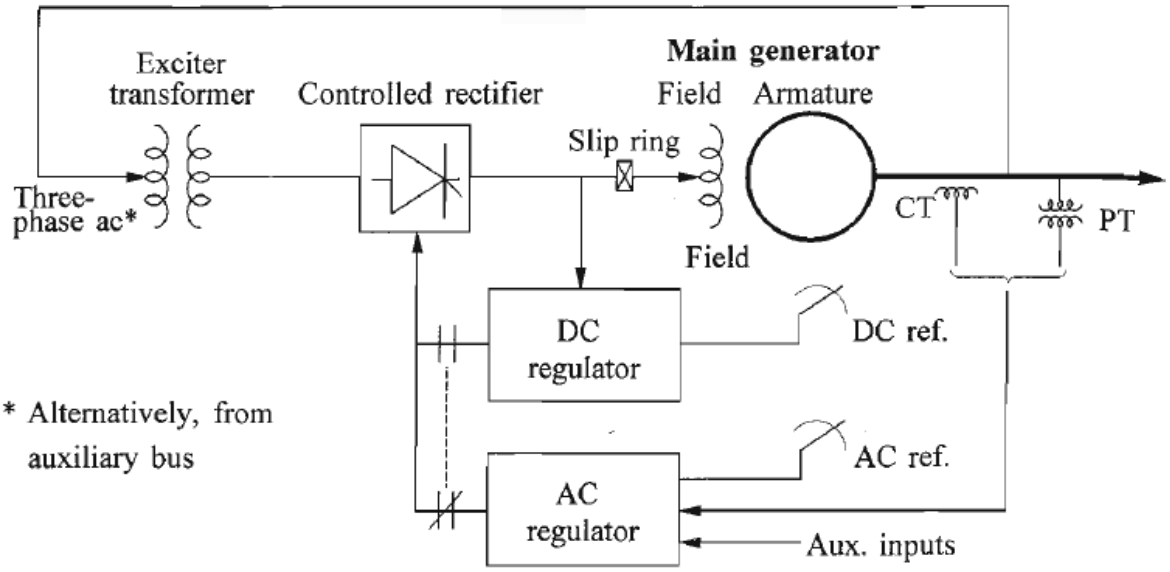


Figura 34 Sistema de excitación de rectificador controlado de fuente-potencial (Kundur, 1994).

La máxima salida de voltaje que puede entregar este excitador es dependiente de la entrada de voltaje AC. De aquí que, durante condiciones de falla en el sistema, las cuales provocan una caída de voltaje en los terminales del generador, el voltaje en el excitador se reduce (y con ello la capacidad del generador principal para subir el voltaje en bornes). Esta limitación del SCE, es en gran medida equilibrado por su respuesta instantánea y alta capacidad de almacenamiento de campo electromagnético post falla. Además, es barato y de fácil mantención. Para generadores conectados en un gran sistema estos SCE responden satisfactoriamente.

3.2.3.2 Sistema de fuente compuesta y rectificador

La potencia para el SCE en este caso está formada por la utilización de la corriente y el voltaje del generador principal. Esta puede ser ejecutada por medio de un transformador de potencial (TP) y un transformador de corriente con núcleo saturable (TC). Alternativamente, las fuentes de voltaje y de corriente pueden ser combinadas por la utilización de un solo transformador, llamado como transformador de corriente saturable y el regulador controla la salida del excitador a través del control de saturación del transformador en la excitación. Cuando el generador está en vacío, la corriente por la armadura es cero y la fuente de potencial abastece completamente a la excitación del generador. Bajo condiciones de carga, parte de la excitación del generador es derivada desde la corriente del generador. Durante condiciones de falla, con una gran baja de voltaje en bornes del generador, la corriente entra a habilitar el excitador provisto de un campo con alta capacidad de campo fuerza.

3.3 Análisis del desempeño de un sistema de control de excitación

En esta sección identificamos y definimos medidas de rendimiento que permiten describir características claves las cuales sirven como base para evaluar y especificar el rendimiento del sistema de control de excitación, además de la efectividad del sistema de excitación para mejorar la estabilidad de un sistema eléctrico de potencia. La figura 35 muestra la representación de un sistema de control de excitación clásico retroalimentados.

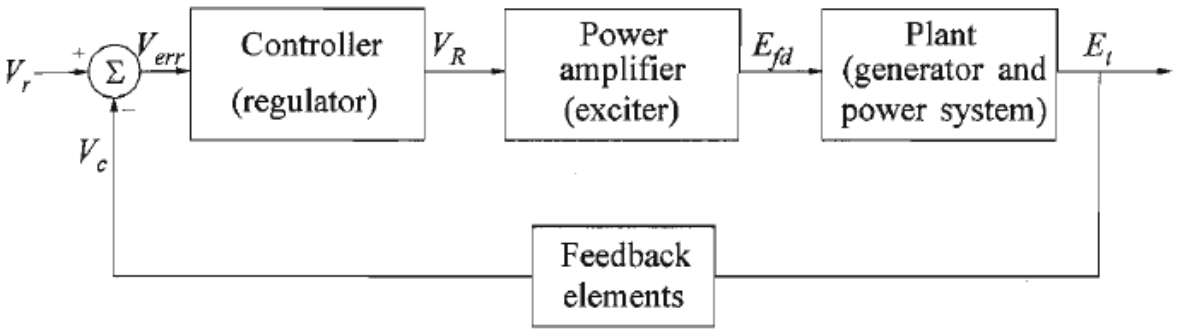


Figura 35 Sistema de control de excitación en la forma clásica de control de retroalimentación (Kundur, 1994).

En esta figura las variables mostradas son las siguientes:

Vr es el voltaje de referencia del regulador.

Et es la variable a controlar (el voltaje en bornes del generador o corregido mediante la caída de tensión de la línea de alimentación).

Vc señal filtrada y adaptada en el lazo de control.

V_R es la señal del excitador.

E_{fd} es el voltaje aplicado al rotor de la máquina sincrónica.

El rendimiento del SCE se puede clasificar: rendimiento dinámico de señal grande este es para describir sistemas no lineales, y el rendimiento de señales pequeñas cuya respuesta es efectivamente lineal (Kundur, 1994).

3.3.1 Características de desempeño de señales grandes

Los criterios de rendimiento de señal grande tienen como propósito proporcionar un medio para evaluar el rendimiento del sistema de excitación para transitorios severos que puede incluir grandes variaciones en los voltajes del estator de la máquina síncrona, las corrientes del estator de la máquina síncrona y las corrientes de campo de la máquina síncrona inducida; es decir, para transitorios que afectan la estabilidad transitoria del sistema. Para una máxima

flexibilidad en el diseño, fabricación y aplicación de sistemas de excitación las pruebas de rendimientos se realizan bajos condiciones específicas.

En los casos en que las pruebas solo se pueden realizar en componentes individuales y solos a carga parcial o en circuito abierto, se pueden utilizar medios analíticos para predecir el rendimiento en condiciones de funcionamiento reales. Los criterios que evalúan el rendimiento de la señal grande son cantidades tales como respuestas transitorias, corrientes y voltajes de techo, tiempos de respuesta de voltaje y respuestas nominales derivadas de las respuestas de tiempo (IEEE, Guide for Identification, Testing, and Evaluation of the Dynamic Performance of Excitation Control Systems, 2014), (Kundur, 1994).

Voltaje Máximo: Es el máximo voltaje continuo que el SCE es capaz de suministrar desde sus terminales en condiciones específicas (IEEE, Guide for Identification, Testing, and Evaluation of the Dynamic Performance of Excitation Control Systems, 2014).Es indirectamente un indicador de la capacidad del campo electromagnético al interior de la máquina para almacenar energía. Para los sistemas de excitación estática de fuente potencial y de fuente compuesta; cuyo suministro depende de la corriente y voltaje del generador. El voltaje máximo en estos casos la corriente y voltaje están especificados por los valores de la fuente. Para los sistemas de excitación con excitadores rotativos, el voltaje del techo se determina a la velocidad nominal. Un índice alto de “Voltaje máximo” tiende a mejorar la estabilidad transitoria.

Corriente Máxima: Es la máxima corriente continua que el SCE es capaz de suministrar desde los terminales para un tiempo específico. Típicamente, esto está relacionado con la capacidad térmica del equipo del sistema de excitación o la capacidad del circuito de campo de la máquina síncrona (IEEE, Guide for Identification, Testing, and Evaluation of the Dynamic Performance of Excitation Control Systems, 2014).

Respuesta de tiempo de voltaje del sistema de excitación: El voltaje de salida del sistema de excitación expresado en función del tiempo en condiciones específicas (IEEE, Guide for Identification, Testing, and Evaluation of the Dynamic Performance of Excitation Control Systems, 2014).

Tiempo de respuesta del voltaje del sistema de excitación: Es el tiempo en segundos para que el voltaje de excitación alcance el 95% de la diferencia entre el voltaje del techo y el voltaje nominal del campo de carga en condiciones específicas (IEEE, Guide for Identification, Testing, and Evaluation of the Dynamic Performance of Excitation Control Systems, 2014).

Respuesta nominal del SCE: La respuesta nominal describe la tasa de aumento del voltaje de salida del sistema de excitación dividido por la dividida por la tensión de campo nominal, que se determina a partir de la curva de voltaje de excitación figura 36 en la cual la línea ac ilustra la respuesta de excitación. Esta línea es determinada bajo el supuesto de que el área acd es igual al área abd, la cual puede ser expresada de la siguiente manera:

$$respuesta\ nominal = \frac{cd}{(ao)(oe)}$$

$Donde\ \ oe = 0.5s$

$ao = Voltaje\ de\ campo\ a\ carga\ nominal$

Para aquellos sistemas de excitación con una respuesta inicial no alta la respuesta nominal permite las comparaciones de dichos sistemas, además está relacionado con la capacidad para responder a los problemas de estabilidad transitoria (IEEE, Guide for Identification, Testing, and Evaluation of the Dynamic Performance of Excitation Control Systems, 2014).

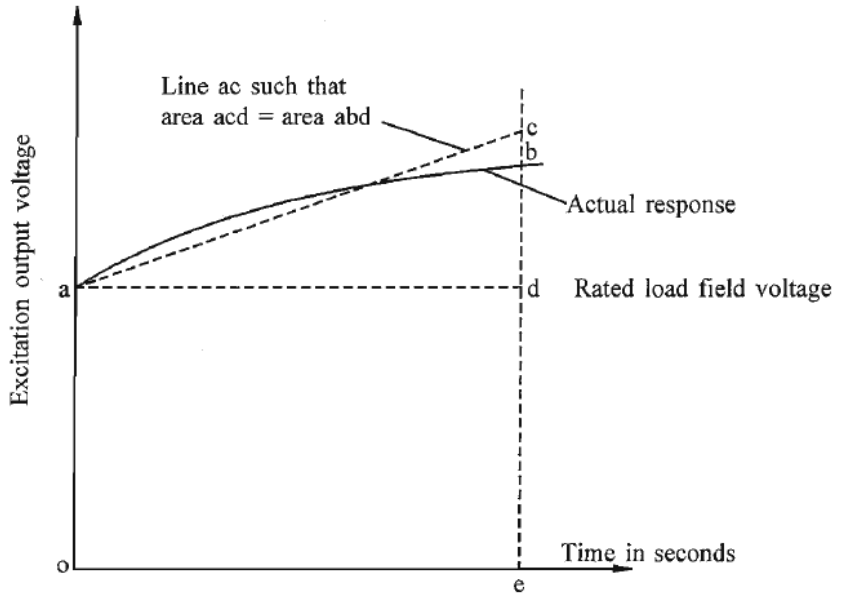


Figura 36 Respuesta nominal del sistema de excitación.

Sistema de excitación de respuesta inicial alta: un sistema de excitación que tiene un tiempo de respuesta de voltaje de 0.1 segundos o menos (IEEE, Guide for Identification, Testing, and Evaluation of the Dynamic Performance of Excitation Control Systems, 2014). Representa un sistema de alta respuesta y acción rápida.

3.3.2 Caracterización del Desempeño de Pequeña Señal

Esta caracterización permite evaluar la respuesta de lazo cerrado del sistema de control de excitación para cambios incrementales en las condiciones del sistema. Además provee una manera conveniente para determinar o verificar los parámetros del modelo del SCE para el sistema en estudio (IEEE, Guide for Identification, Testing, and Evaluation of the Dynamic Performance of Excitation Control Systems, 2014) .El comportamiento de pequeña señal utiliza índices clásicos de la teoría de control realimentado de sistemas, por ello se los clasifica en:

Índices asociados con la respuesta en el tiempo.

Índices asociados con la respuesta en frecuencia.

3.3.2.1 Índices de la respuesta en el tiempo

La respuesta típica de un sistema de control en lazo cerrado para una entrada en escalón se muestra en la figura 37.

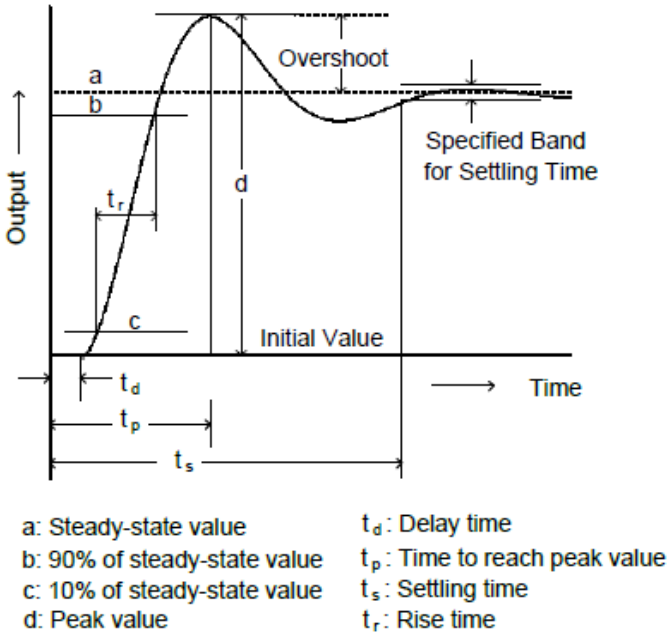


Figura 37 Tiempo típico de respuesta con impulso en la entrada

Los indicadores comunes a especificar son los siguientes (IEEE, Guide for Identification, Testing, and Evaluation of the Dynamic Performance of Excitation Control Systems, 2014), (Ogata, 2010, p. 170):

Valor de régimen permanente (Steady State Value). Valor estacionario de la salida.

Sobreelongación máxima (porcentaje), $Mp(Overshoot)$: La sobreelongación máxima es el máximo valor del pico de la curva de respuesta, medido a partir de la unidad. Si el valor final en estado estacionario de la respuesta es diferente de la unidad, es frecuente utilizar el porcentaje de sobreelongación máxima. Se define mediante

$$Porcentaje\ de\ Sobreeegacion\ Maxima = \frac{c(t_p) - c(\infty)}{c(\infty)} \cdot 100\%$$

La cantidad de sobreelongación máxima (en porcentaje) indica de manera directa la estabilidad relativa del sistema.

Tiempo de subida (rise time), tr : Es el tiempo requerido para que la respuesta pase del 10 al 90%, del 5 al 95% o del 0 al 100% de su valor final. Para sistemas subamortiguados de segundo orden, por lo general se usa el tiempo de subida de 0 a 100%. Para sistemas sobreamortiguados, suele usarse el tiempo de levantamiento de 10 a 90%.

Tiempo de asentamiento, ts: Es el tiempo que se requiere para que la curva de respuesta alcance un rango alrededor del valor final del tamaño especificado por el porcentaje absoluto del valor final (por lo general, de 2 o 5%). El tiempo de asentamiento se relaciona con la mayor constante de tiempo del sistema de control. Los objetivos del diseño del sistema en cuestión determinan qué criterio de error en porcentaje utilizar.

Tiempo pico, tp: Es el tiempo requerido para que la respuesta alcance el primer pico de sobreelongación.

3.3.2.2 Índices de la Respuesta de Frecuencia

En los diseños de sistemas en lazo cerrado las características de respuesta en frecuencia de la función de transferencia en lazo abierto se ajustan en varios criterios de diseño para obtener respuestas transitorias adecuadas para el sistema. Los índices de respuesta en frecuencia se separan en lazo abierto y cerrado los cuales se muestran a continuación.

La figura 38 muestra la respuesta en frecuencia de un sistema de control de excitación en lazo abierto, con sus principales indicadores.

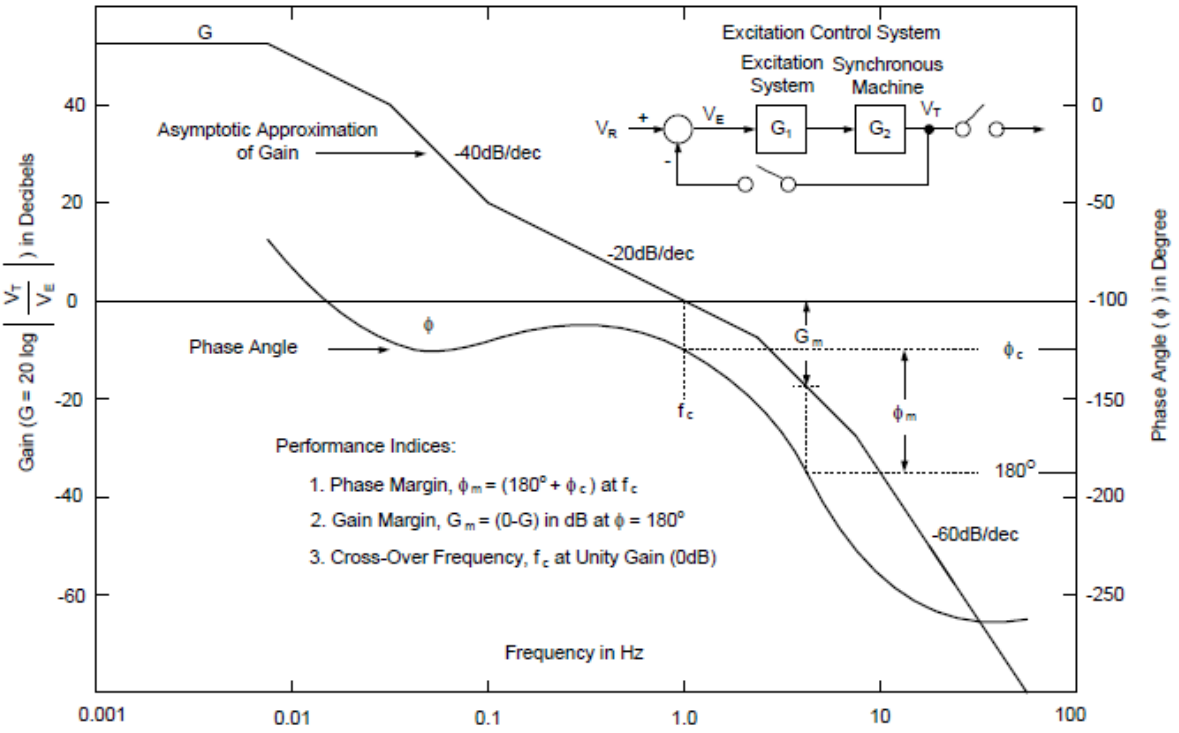


Figura 38 Respuesta de frecuencia típica de circuito abierto de un sistema de control de excitación con generador de circuito abierto.

Los índices asociados a la con el lazo abierto para la respuesta en frecuencia son:

Ganancia de baja frecuencia G.

Frecuencia de corte ω_c.

Margen de fase ϕ_m.

Margen de ganancia G_m.

Los efectos de estos indicadores en un SCE muestran que valores grandes de G mejoran la regulación de voltaje en estado estacionario, un valor grande de ω_c indica una rápida respuesta, valores elevados de ϕ_m y G_m proveen una mayor estabilidad sobre el lazo de control de excitación. (Esto se refiere a la estabilidad relativa del sistema de control de excitación y no la estabilidad sincrónica del sistema de potencia). Los márgenes de fase y de ganancia son una medida de la proximidad del diagrama polar al punto $-1 + j0$ esto es un indicio de estabilidad

relativa. Cabe mencionar que, para un sistema de fase mínima, los márgenes de fase y de ganancia deben ser positivos con el fin de que el sistema sea estable. Los márgenes negativos indican inestabilidad. Para obtener un rendimiento satisfactorio el margen de fase debe estar entre $30^{\circ} y\ 60^{\circ}$, y el margen de ganancia debe ser mayor que 6 dB.

La respuesta de lazo cerrado con el circuito del generador abierto se muestra en la Figura 39.

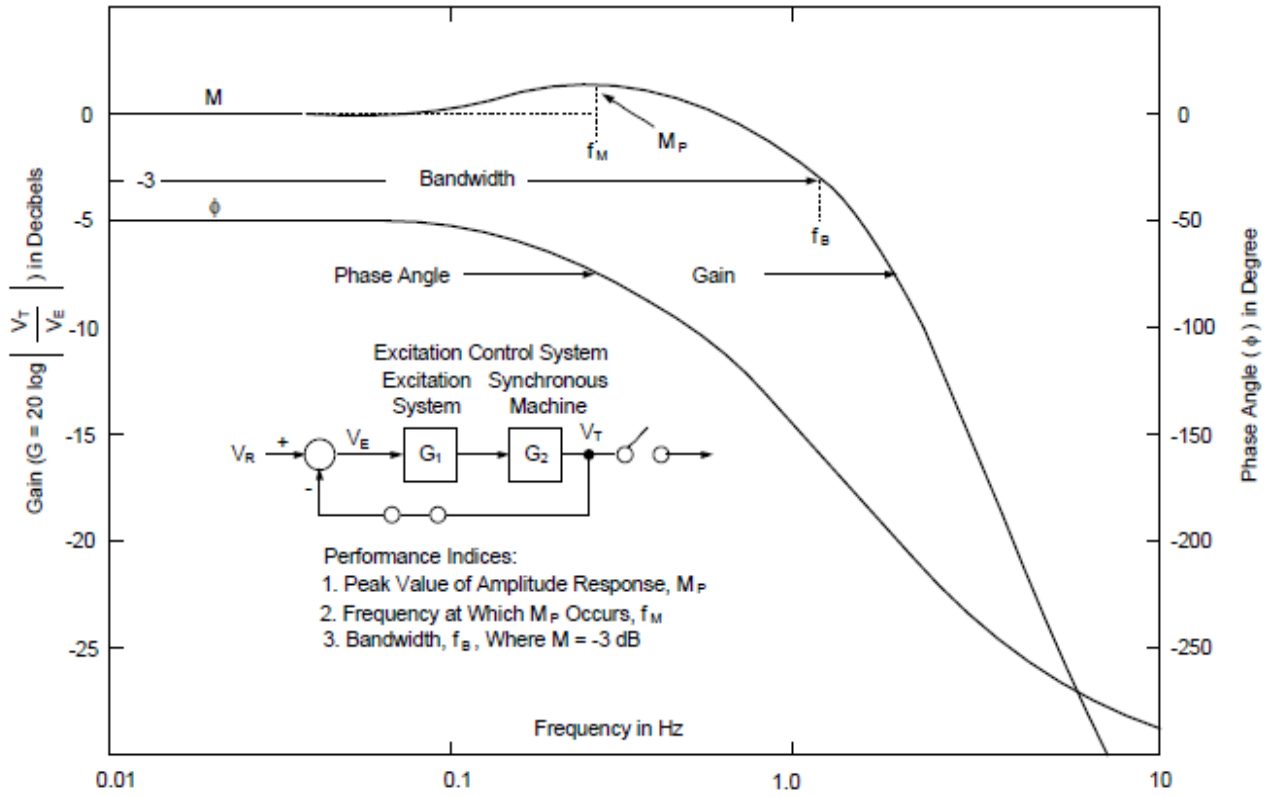


Figura 39 Respuesta de frecuencia típica de circuito cerrado con generador de circuito abierto.

Los índices más importantes asociados con el lazo cerrado son ω_b (ancho de banda) y el valor pico Mp.

Un alto valor de Mp (>1.6) es indicativo de un sistema oscilatorio exhibiendo una gran sobreelongación en su respuesta transitoria. En general Mp está entre 1.1 y 1.5. En términos generales el ancho de banda es proporcional a la velocidad de respuesta del sistema .Un ancho de banda grande corresponde a un tiempo de subida pequeño o a una respuesta rápida (IEEE, Guide for Identification,

Testing, and Evaluation of the Dynamic Performance of Excitation Control Systems, 2014), (Kundur, 1994).

Generally accepted values of performance indices characterizing good feedback control system performance are:

Gain margin $\geq$ 6 dB
Phase margin $\geq$ 40°
Overshoot = 5-15%
M_p = 1.1-1.6

3.4 Control y Funciones de Protección

Un moderno sistema de control es mucho más que un simple regulador de voltaje. Este incluye un número de controles, limitadores, y funciones de protección las cuales cumplen los requerimientos deseados. La naturaleza de estas funciones y la manera con la cual interactúan con cada una de las otras se puede ver en la figura 40. Un sistema puede requerir funciones de protección de acuerdo de los requerimientos específicos de esta aplicación y el tipo de excitador.

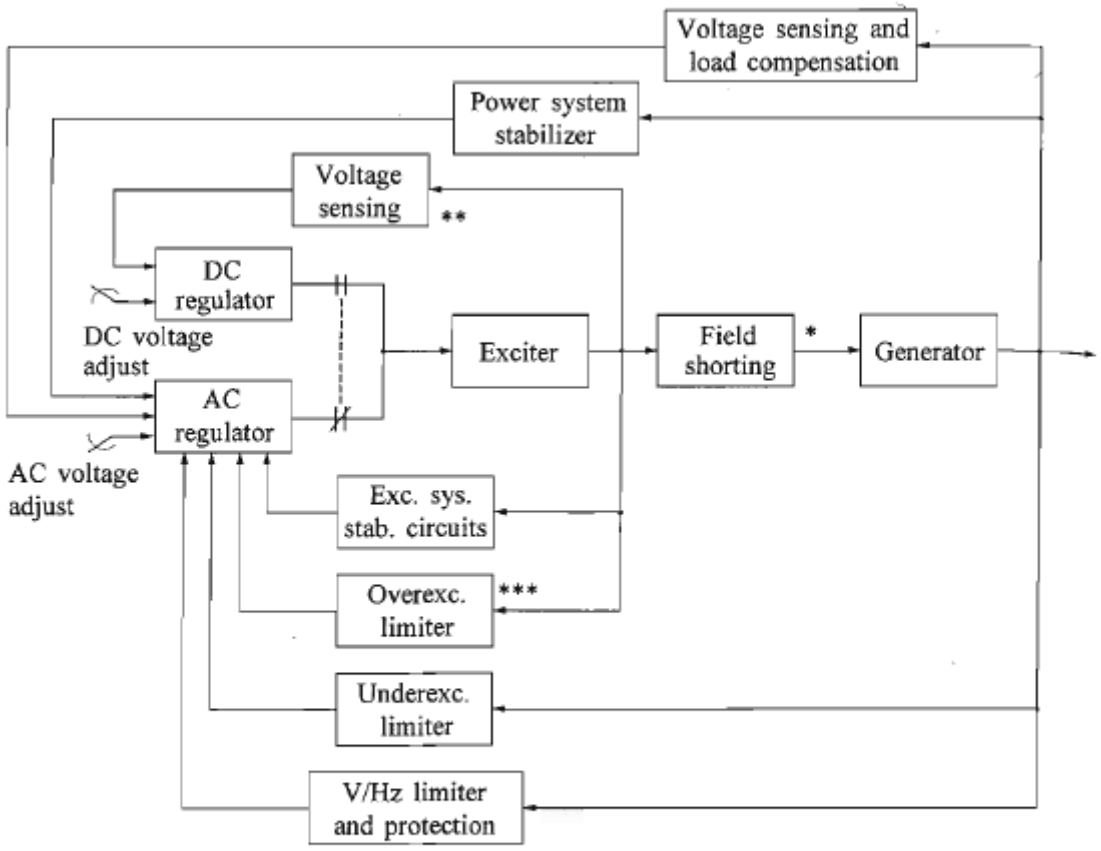


Figura 40 Control del sistema de excitación y circuitos de protección (Kundur, 1994).

3.4.1 Regulador AC y DC

La función del regulador AC es mantener el voltaje en el estator del generador, otros controles auxiliares y funciones de protección que se ejecutan a través del regulador AC para controlar el voltaje de campo del generador. El regulador DC mantiene constante el voltaje en el campo del generador y comúnmente referido como un control manual. Es usado para pruebas y cuando el regulador AC falla. Solo interviene el operario para ajustar el voltaje del campo.

3.4.2 Circuitos Estabilizadores del SCE

El SCE está compuesto con elementos con retardos significativos sosteniendo un pobre desempeño dinámico. Esto es válido para sistemas DC y AC.

El control de excitación es inestable cuando el generador está en circuito abierto. Por lo tanto el control de estabilización del sistema de excitación incluye una compensación serie o en lazo, que es usado para mejorar el desempeño dinámico del sistema de control. Este esta mostrado en la figura 41.

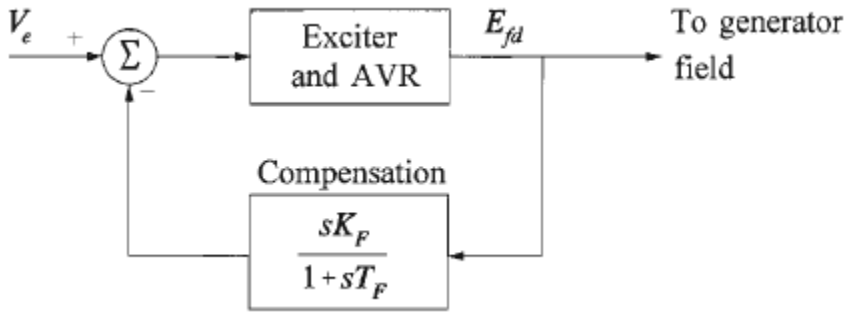


Figura 41 Sistema de control de excitación con retroalimentación de estabilización (Kundur, 1994).

3.4.3 Regulador automático de voltaje (AVR)

El regulador automático de voltaje es la parte del sistema de control de excitación que procesa y amplifica la señal del voltaje terminal del generador, con el fin de mantenerlo constante en base a la referencia establecida para proporcionar un voltaje adecuado, o en su función de controlador de potencia reactiva y factor de potencia, con el fin de controlar el flujo de potencia reactiva y el factor de potencia del generador. Estas funciones se realizan durante cambios normales pequeños y lentos que se presentan en la carga (Kundur, 1994) (Hurley & Mummert, 1999).

El regulador automático de voltaje es un control proporcional, PI o PID, entre otros controladores, compuesto por amplificadores, que pueden ser del tipo magnético, rotatorio o electrónico. Los amplificadores electrónicos y magnéticos se caracterizan por una ganancia y también pueden incluir una constante de tiempo. Estos amplificadores pueden ser representados por el bloque de la figura 42.

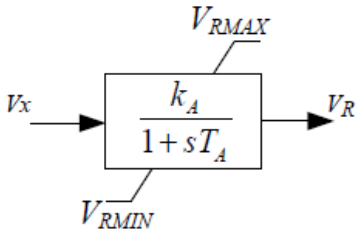


Figura 42 Modelo del AVR (Obtenido de (Kundur, 1994))

La salida del amplificador está limitada por la saturación o limitaciones de la fuente de suministro, lo cual es representado por los límites “non-windup” V_{RMAX} y V_{RMIN} en la figura 42.

Los límites de salida de algunos amplificadores que tienen suministros de energía del generador o de un bus auxiliar de voltaje varían con el voltaje terminal del generador.
En tales casos V_{RMAX} y V_{RMIN} son funciones del voltaje terminal del generador E_t (Kundur, 1994). k_A y T_A son la ganancia y la constante de tiempo del AVR,respectivamente.

3.4.4 Estabilizador del Sistema de Potencia (PSS)

El estabilizador de potencia constituye un elemento o grupo de elementos que, para incrementar el amortiguamiento, ingresa una señal estabilizadora auxiliar para controlar el SCE, para mejorar el comportamiento dinámico del sistema de potencia. Comúnmente utiliza una señal de entrada para estabilizar velocidad, frecuencia y potencia. La figura 43 presenta un diagrama de bloques que esquematiza el funcionamiento básico de un sistema que cuenta con PSS.

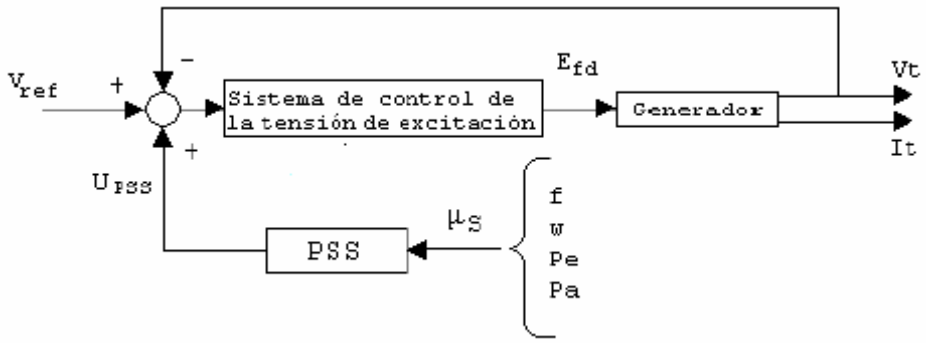


Figura 43 Sistemas Básicos incluido PSS

La función básica de un PSS es extender los límites de estabilidad angular modulando la excitación del generador con señales estabilizantes a través del control de excitación del generador.

Elementos que componen un PSS (Padiyar & Padiyar , 2008)

Bloque de compensación de fase: Consiste en uno o varios componentes para proveer una apropiada característica de adelanto de fase que es necesaria para compensar el atraso de fase entre la entrada del sistema de excitación y el par eléctrico del generador.

Un filtro estabilizante (WHASHOUT): Es el dispositivo que determina la frecuencia mínima a partir de la cual el PSS comenzara a aportar amortiguamiento. Para el modo de oscilación local, una constante de tiempo τ_w de 1 a 2 segundos es satisfactoria. Desde el punto de vista del modo de oscilación entre áreas, una constante de tiempo τ_w de 10 segundos o mayor debe ser requerida de manera que se reduzca el adelanto de fase en bajas frecuencias.

Un estabilizador de ganancias: Determina la cantidad de amortiguamiento introducida por el PSS y debe ser ajustado a un valor que aporte el máximo amortiguamiento.

Un bloque limitador de señal estabilizante: Restringe el nivel de las variaciones de voltaje de salida del generador durante condiciones transitorias. En algunos sistemas de salida del PSS es desconectada cuando el voltaje en los bornes se aparta de una banda determinada, mientras en otros modelos los límites de la señal estabilizante son función de Vt.

La figura 44 presenta la estructura básica de un PSS con las funciones de transferencia de los bloques anteriormente indicados.

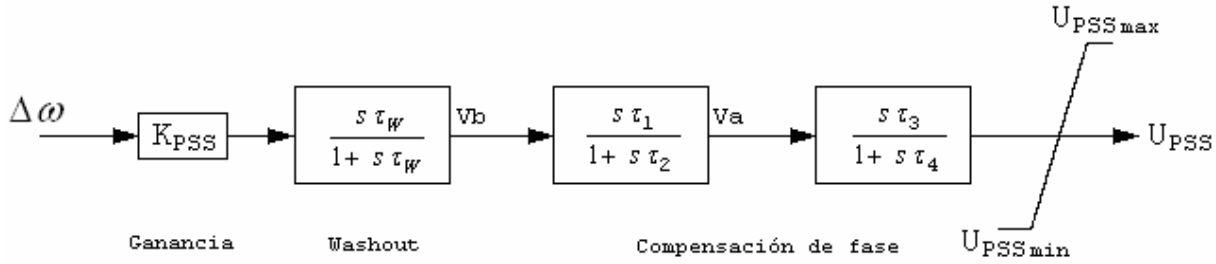


Figura 44 Bloques de diseño del PSS

3.4.5 Compensador de Carga

La compensación de carga es usada para controlar el voltaje representativo, ya sea dentro o fuera del generador. Este es ejecutado por un circuito adicional en el lazo AVR como lo muestra en la Figura 45. El compensador es ajustable por una resistencia y/o reactancia variable que simulan la impedancia entre los terminales del generador y el punto de control del voltaje. Con esto se mide la corriente por la armadura, la caída de voltaje es sumada o restada al voltaje en terminales. La magnitud resultante V_C es la que llega al AVR, la expresión queda:

$V_C = |E_t + (R_C + jX_C)I_C|$

Con R_C y X_C positivos, la caída de voltaje en el compensador es sumada al voltaje en bornes del generador. El compensador regula el voltaje en un punto dentro del generador y de este modo previene la caída.

Con R_C y X_C negativos, el compensador regula el voltaje en un punto al otro lado de los terminales. Esta forma de compensación es usada para compensar las caídas de voltaje a través del transformador de subida.

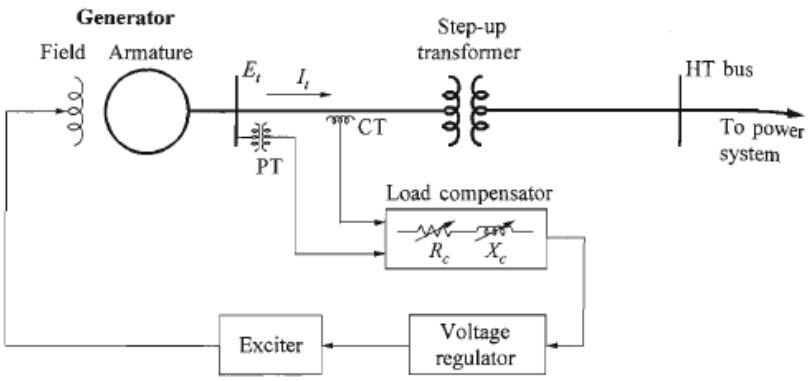


Figura 45 Diagrama esquemático del compensador de carga (Kundur, 1994).

3.4.6 Limitador de Excitación Baja (UEL)

Intenta prevenir la reducción de excitación del generador hasta los límites de estabilidad y calentamiento.

La señal de control del UEL está derivada de una combinación de corriente y voltaje o potencia activa y reactiva del generador. Los límites de la señal se presentan cuando excede un valor de referencia. La figura 46 indica la forma en que la característica UEL (representada en un plano P-Q) generalmente se coordina con el límite de estabilidad de señal pequeña calculado y la característica de retransmisión de pérdida de excitación (LOE).

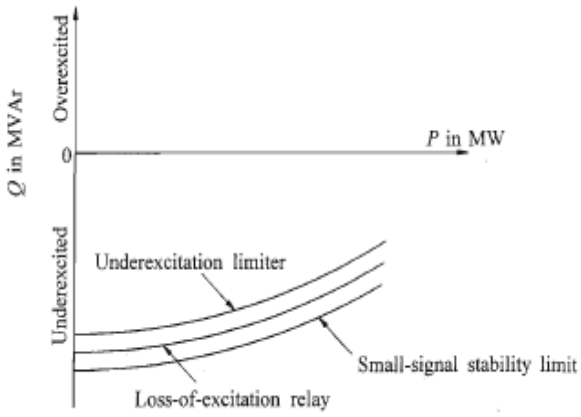


Figura 46 Coordinación entre el UEL y LOE relés y límites de estabilidad (Kundur, 1994).

3.4.7 Limitador de Sobreexcitación (OXL)

Este protege a los generadores de los sobrecalentamientos debido a la prolongada sobrecorriente de campo. Este también determina el límite de máxima excitación. El campo del generador está diseñado para operar a un valor de carga correspondiente. El límite de sobre carga en el rotor del generador esta normalizado por ANSI Standard C50.13-1977, la cual entrega la siguiente curva:

Tiempo(s)	10	30	60	120
Voltaje/Corriente en el Campo (razón de porcentaje)	208	146	125	112

La función límite de sobreexcitación típica detecta la condición de corriente de campo y luego de un retardo actúa a través del regulador AC. Si esto no es exitoso, lo transfiere al regulador DC. Si este tampoco reduce la excitación simplemente desconecta el campo. Existen dos tipos de retardos en el tiempo: fijo e inverso. El tiempo límite fijo opera cuando la corriente de campo excede el valor pico. El inverso opera de acuerdo a la capacidad térmica del campo. Esto se muestra en la figura 47.

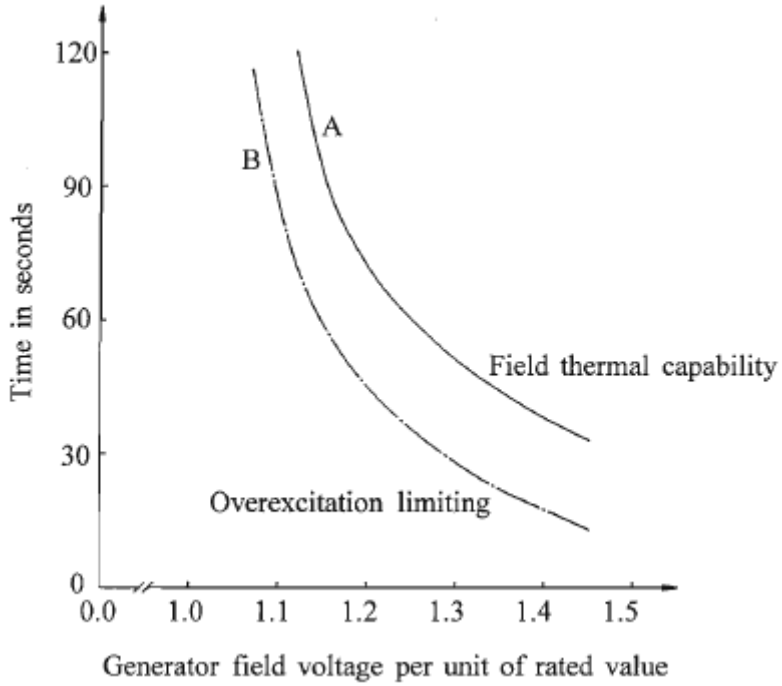


Figura 47 Coordinación de limitación de sobreexcitación con capacidad térmica de campo (Kundur, 1994).

3.4.8 Limitador y Protección Volts/Hertz

Este se usa para proteger al transformador debido a un daño provocado por un flujo magnético resultante debido a baja de frecuencia o sobrevoltaje. Un excesivo flujo magnético provoca una saturación en el núcleo lo que lleva a un sobrecalentamiento, y puede provocar daños en el núcleo del generador y transformador.

Típicamente los limitadores V/Hz para generadores (GEN) y transformadores de subida (XFMR) se muestran continuación:

V/Hz (pu)		1.25	1.2	1.15	1.10	1.05
Daño en el tiempo Minutos**.**	GEN	0.2	1	6	20	∞
	XFMR	1	5	20	∞	

3.4.9 Circuito de Campo-Reducido

Permite que la corriente rectificada no fluya en sentido inverso. La figura 48 muestra el esquema característico. Hay un circuito provisto con un bypass en la excitación, que permite que la corriente negativa fluya por él.

Este cuanta con un tiristor y una resistencia de descarga de campo (FDR).

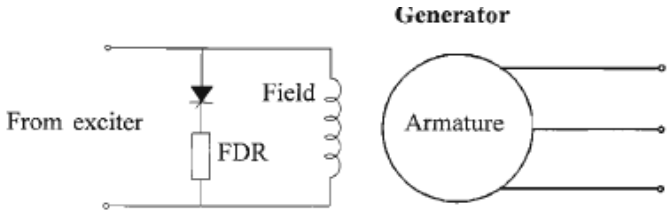


Figura 48 Circuito de derivación de campo utilizando un tiristor y un FDR (Kundur, 1994).

3.5 Modelamiento de la Componentes del SCE

En esta sección se describe el modelo de cada uno de los elementos que forman parte de los excitadores tales como excitadores dc, excitadores ac, rectificadores (controlados o no controlados), magnéticos, rotacionales o electrónicos. También se describirá el modelo completo de los sistemas de excitación.

3.5.1 Excitación Independiente DC

El modelo del circuito del excitador se muestra en la figura 49

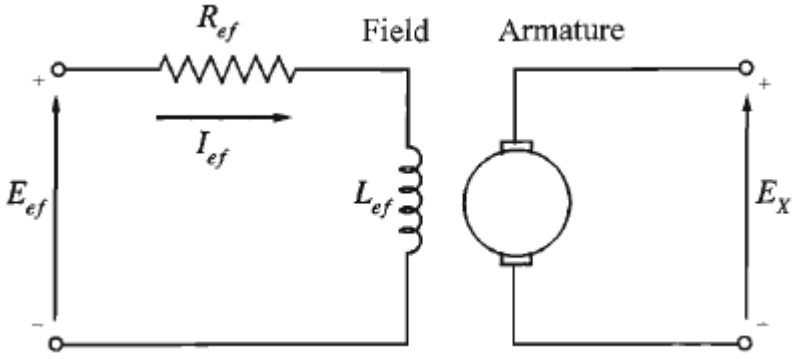


Figura 49 Excitador DC con excitación separada (Kundur, 1994).

Para la excitación de campo del circuito, escribimos:

$$E_{ef} = R_{ef} I_{ef} + \frac{d\psi}{dt}$$

$$\psi = L_{ef} I_{ef} \tag{3.1}$$

$E_{X=}K_X\psi$

Donde K_X depende de la velocidad y configuración de la armadura del excitador. La salida de voltaje E_X es una función no lineal de la corriente de campo I_{ef} debido a la saturación. El voltaje E_X esta también afectado por la carga en el excitador. Es común en modelos de excitador DC la consideración de saturación y regulación de carga aproximadamente por una combinación de dos efectos y usando la resistencia-constante de la curva carga-saturación, como lo muestra la figura 50.

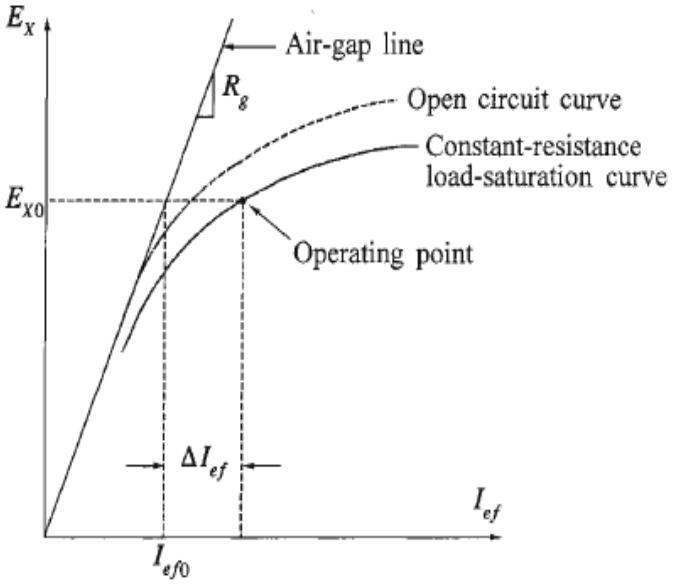


Figura 50 Curva carga-saturación del excitador (Kundur, 1994).

De la figura 50 se escribe:

$$I_{ef} = \frac{E_X}{R_g} + \Delta I_{ef} \tag{3.2}$$

En donde ΔI_{ef} es una función no lineal de E_X y puede ser expresada como:

$$\Delta I_{ef} = E_X S_e(E_X) \tag{3.3}$$

En donde $S_e(E_X)$ es la función de saturación dependiente de E_X.

Sustituyendo las ecuaciones anteriores en la ecuación (1) se obtiene:

$$E_{ef} = \frac{R_{ef}}{R_g} E_X + R_{ef} E_X S_e(E_X) + \frac{1}{K_X}\frac{dE_X}{dt} \tag{3.4}$$

En la ecuación anterior se tiene el voltaje de salida E_X en función del voltaje de entrada E_{ef} .Convirtiendo a por unidad, eligiendo los valores bases E_X e I_{ef} igual a los valores requeridos por la máquina síncrona se obtiene:

$$E_{Xbase} = E_{fdbase}$$

$$I_{efbase} = \frac{E_{fdbase}}{R_g} \tag{3.5}$$

$R_{gbase} = R_g$

Dividiendo la ecuación (4) entre E_{Xbase} , tenemos

$$\frac{E_{ef}}{E_{Xbase}} = \frac{R_{ef}}{R_g}\frac{E_X}{E_{Xbase}} + R_{ef}E_X\frac{S_e(E_X)}{E_{Xbase}} + \frac{1}{K_X}\frac{d}{dt}\left(\frac{E_X}{E_{Xbase}}\right) \tag{3.6}$$

En por unidad, tenemos

$$\bar{E}_{ef} = \frac{R_{ef}}{R_g}\bar{E}_X\left(1 + \bar{S}_e(\bar{E}_X)\right) + \frac{1}{K_X}\frac{d}{dt}(\bar{E}_X) \tag{3.7}$$

En la ecuación anterior, $\bar{S}_e(\bar{E}_X)$ es la función de saturación en por unidad definida de la siguiente manera:

$$\bar{S}_e(\bar{E}_X) = \frac{\Delta\bar{I}_{ef}}{\bar{E}_X} = R_g S_e(E_X) \tag{3.8}$$

La ecuación de saturación expresada en por unidad resulta, de acuerdo a la figura 54:

$$\bar{S}_e(\bar{E}_X) = \frac{A-B}{B} \tag{3.9}$$

El parámetro K_X se define:

$$K_X = \frac{E_X}{\psi} = \frac{E_X}{L_{ef}I_{ef}} = \frac{R_g\bar{E}_X}{L_{ef}\bar{I}_{ef}} \tag{3.10}$$

Trabajando en cualquier punto operativo dado (I_{ef0}, E_{X0}), se obtiene:

$$L_{fu} = L_{ef}\frac{\bar{I}_{ef0}}{\bar{E}_{X0}} \tag{3.11}$$

Por lo tanto $K_X = \frac{R_g}{L_{fu}}$.Sustituyendo en la ecuación (7) se obtiene:

$$\bar{E}_{ef} = K_E\bar{E}_X + S_E(\bar{E}_X)\bar{E}_X + T_E\frac{d}{dt}(\bar{E}_X) \tag{3.12}$$

$$K_E = \frac{R_{ef}}{R_g}\ ;\ T_E = \frac{L_{fu}}{R_g}\ ;\ S_E(\bar{E}_X) = \bar{S}_e(\bar{E}_X)\frac{R_{ef}}{R_g} \tag{3.13}$$

La ecuación 3.12 representa la relación de entrada salida del excitador. Para una excitación independiente, la entrada de voltaje E_{ef} es la salida del regulador Vr. La salida de voltaje E_X de una excitación DC está directamente aplicado al campo del generador sincrónico. Por lo tanto, queda expresado en el siguiente diagrama de bloques de la Figura 51.

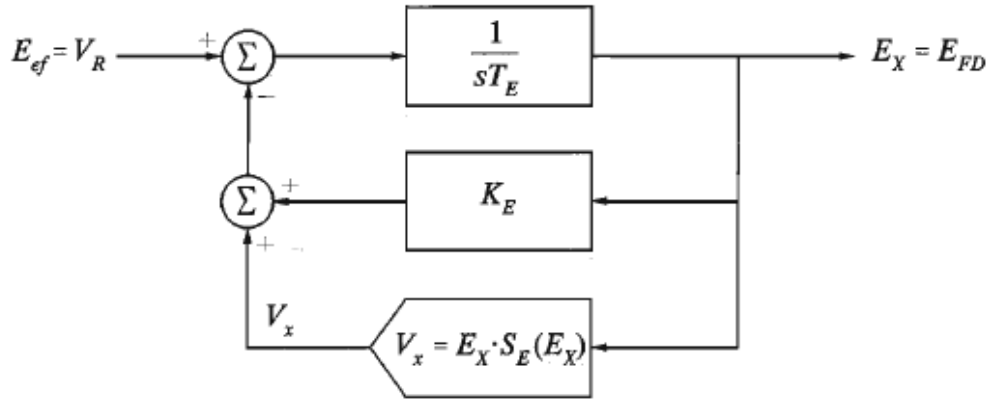


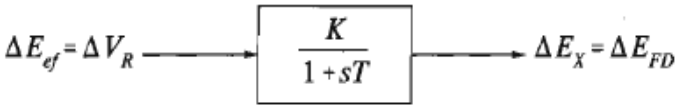
Figura 51 Diagrama de bloque de un excitador DC (Kundur, 1994).

El ajuste de la resistencia del circuito del campo Ref afecta al K_E también a la función de saturación $Se(E_X)$, pero no al tiempo de integración T_E del lazo directo.

Hay varias expresiones matemáticas convenientes que pueden ser usadas para el efecto de la saturación del excitador. Una comúnmente usada es:

$$V_x = E_X S_E(E_X) = A_{EX} e^{B_{EX} E_X} \tag{3.14}$$

El diagrama de bloques de la Figura 51 provee la manera conveniente de representar el estudio de estabilidad. Sin embargo, la ganancia efectiva y la constante de tiempo no son tan evidente a partir de este. Estos son más evidentes cuando el diagrama de bloque se reduce al formato estándar al considerar la respuesta de pequeña señal:



Para cualquier punto de operación con $E_X = E_{FD} = E_{FD0}$ la ganancia efectiva y la constante de tiempo del excitador para pequeñas perturbaciones son:

$$K = \frac{1}{B_{EX} S_E(E_{FD0}) + K_E}$$

$$T = \frac{T_E}{B_{EX} S_E(E_{FD0}) + K_E}$$

Donde $S_E(E_{X0}) = A_{EX} e^{B_{EX} E_{FD0}}$.

3.5.2 Excitador DC Autoexcitado.

En la Figura 52 se muestra un modelo de circuito de un excitador dc autoexcitado.

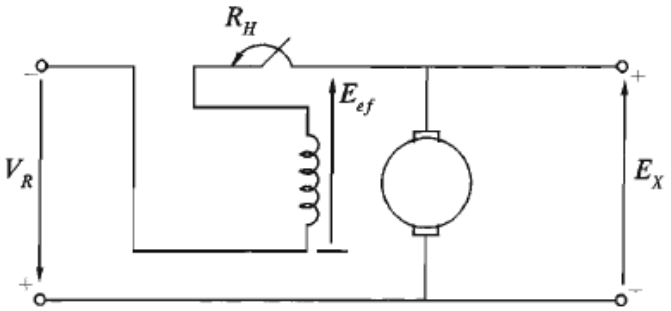


Figura 52 Excitador DC autoexcitado (Kundur, 1994).

Para este regulador la salida V_R esta en serie con el excitador del campo shunt.

Por lo tanto, el voltaje en por unidad a través del campo del excitador (sin la notación explicita en pu) está dado por:

$$E_{ef} = V_R + E_X \tag{3.15}$$

La relación entre E_{ef} y E_X desarrollados para excitador de excitación independiente también se aplica en este modelo entonces sustituyendo en la ecuación 13 la ecuación 7 se obtiene:

$$V_R + E_X = \frac{R_{ef}}{R_g} E_X\big(1 + S_e(E_X)\big) + \frac{1}{K_X}\frac{d}{dt}(E_X)$$

Esto se reduce a:

$$V_R = K_E E_X + S_E(E_X) E_X + T_E \frac{dE_X}{dt} \tag{3.16}$$

Donde

$$K_E = \frac{R_{ef}}{R_g} - 1$$

$$S_E(E_X) = \frac{R_{ef}}{R_g} S_e(E_X) \tag{3.17}$$

$$T_E = \frac{1}{K_X} = \frac{L_{fu}}{R_g}$$

El diagrama de bloques de la Figura 51 también puede aplicarse a este caso, donde el valor de las constantes se detalla en las ecuaciones 3.16.

3.5.3 Excitador AC y Rectificadores

La Figura 53 muestra el modelo de un excitador ac recomendado en los estudios de estabilidad en gran escala.

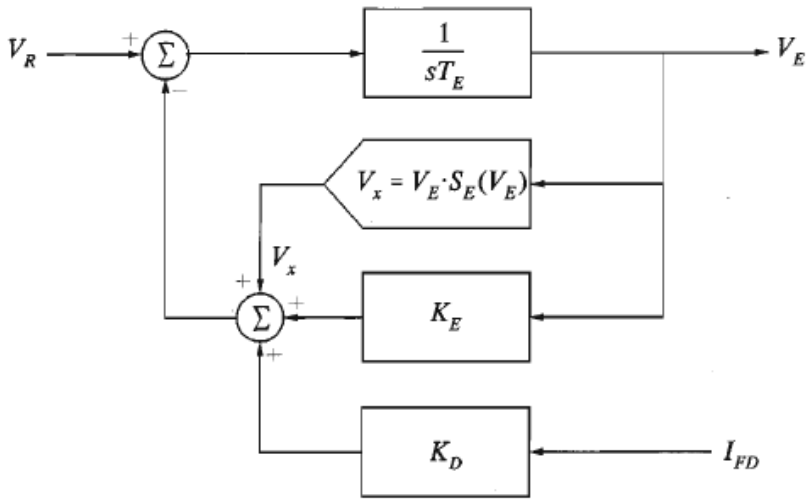


Figura 53 Diagrama de bloque de un excitador AC (Kundur, 1994).

La estructura general es similar al DC. Sin embargo, en este caso la regulación de carga debido a la reacción en la armadura está calculado de manera distinta, y la curva de saturación sin carga es usada para definir la función de saturación. El voltaje interno del excitador V_E es sin carga para determinar la función de saturación. La corriente de campo del generador principal I_{FD} representa la corriente de carga del excitador, y la retroalimentación negativa $K_D I_{FD}$ la reacción de la armadura al efecto de desmagnetización. La constante K_D depende del excitador sincrónico AC y las reactancias transientes.

La Figura 54 ilustra el cálculo de la función de saturación S_E para un valor específico de V_E.

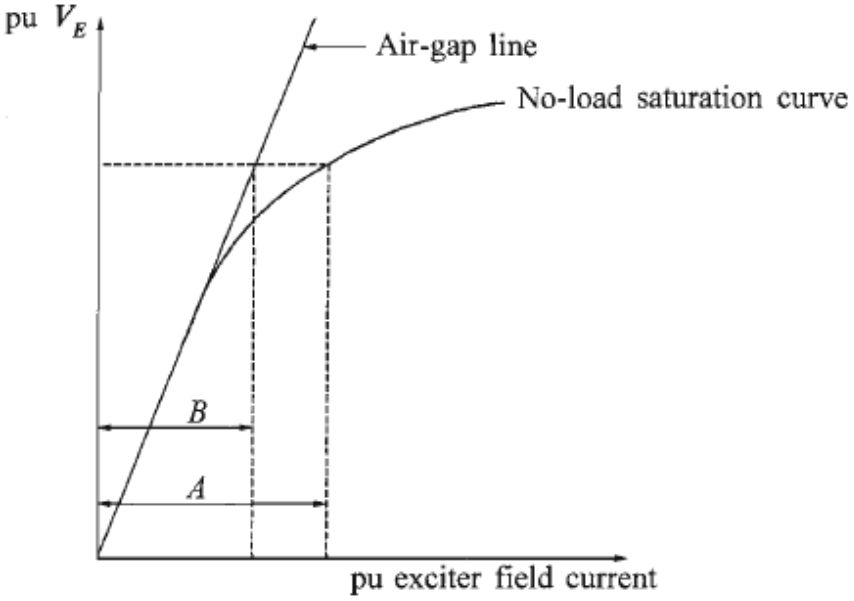


Figura 54 Características de saturación de un excitador AC (Kundur, 1994).

La función de saturación en por unidad:

$$S_E(V_E) = \frac{A - B}{B}$$

Se utilizará una expresión para V_X similar a la ecuación 3.14

El puente rectificador trifásico es comúnmente usado para rectificar la salida de voltaje del excitador.

El efecto de la reactancia en la rectificación incorpora retardos y demora el proceso de conmutación. Esto produce un decrecimiento en el promedio del voltaje de salida del rectificador, con un incremento de su carga.

Las ecuaciones que definen al rectificador son:

$$\begin{aligned} E_{FD} &= F_{EX} V_E \\ F_{EX} &= f(I_N) \\ I_N &= \frac{K_C I_{FD}}{V} \end{aligned} \qquad (3.17)$$

La constante K_C depende de la reactancia de conmutación. La expresión para la función $f(I_N)$ caracteriza los tres modos de operación del circuito rectificador los que son:

Modo 1: $f(I_N) = 1.0 - 0.577I_N, si\ \ I_N \leq 0.433$

Modo 2: $f(I_N) = 1.0 - 0.577I_N, si\ 0.433\ < I_N < 0.75$

Modo 3: $f(I_N) = 1.732(1.0 - I_N), si\ 0.75\ < I_N < 1.0$

Ahora I_N no debe exceder a 1.0, pero en algunas puede ocurrir, F_{EX} debe tomar el valor de cero.

El Diagrama de bloque del efecto del rectificador se puede ver en la Figura 55

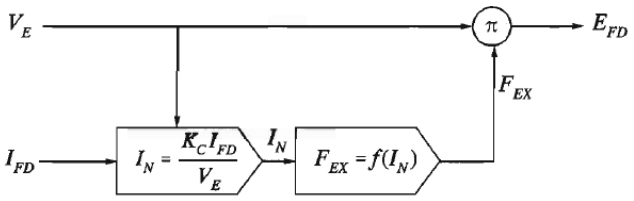


Figura 55 Modelo de regulación de rectificador (Kundur, 1994).

3.5.4 Amplifidores CA

Pueden ser magnéticos, rotacionales o electrónicos. Los magnéticos y los electrónicos son caracterizados por una ganancia y puede también incluir una constante de tiempo. Muchos de ellos pueden ser representados por el diagrama de la Figura 56

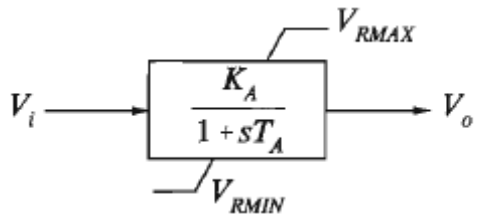


Figura 56 Modelo del amplificador (Kundur, 1994).

La salida del amplificador está limitada por la saturación o las limitaciones de la fuente; esta representa los límites VRMAX y VRMIN en la figura 56.

3.5.5 Circuito Estabilizador del SCE

Existen varios caminos físicos para identificar la función estabilizadora identificada en la figura 57. Algunos SCE usan transformadores serie, como se muestra en la figura 3.27. Las ecuaciones del transformador expresado en la notación de Laplace:

$$V_1 = R_1 i_1 + sL_1 i_1 + sMi_2$$

$$V_2 = R_2 i_2 + sL_2 i_2 + sMi_1 \tag{3.18}$$

Donde los subíndices 1 y 2 indican primario y secundario respectivamente. Además, R, L y M son resistencia, inductancia e inductancia mutua respectivamente.

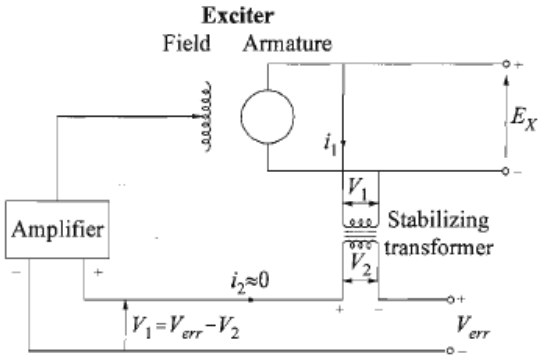


Figura 57 Sistema de excitación estabilizador por transformador (Kundur, 1994).

Debido a que el devanado secundario del transformador se encuentra conectado a un circuito de alta impedancia se tiene:

$$V_1 = (R_1 + sL_1) i_1$$

$$V_2 = sMi_1 \tag{3.19}$$

Luego:

$$\frac{V_2}{V_1} = \frac{sMi_1}{(R_1 + sL_1)i_1} = \frac{sK_F}{1 + T_F}$$

Donde $K_F = \frac{M}{R}$ y $T_F = \frac{L}{R}$.

3.5.6 Limites Windup y Non-Windup

En los modelos de excitación es necesario distinguir entre límites “windup” y “non-windup”. Dichos límites se encuentran en el bloque integrador, bloque de la constante de tiempo y bloques de adelanto-retardo. Las figuras 58 y 59 muestran la diferencia entre ellos.

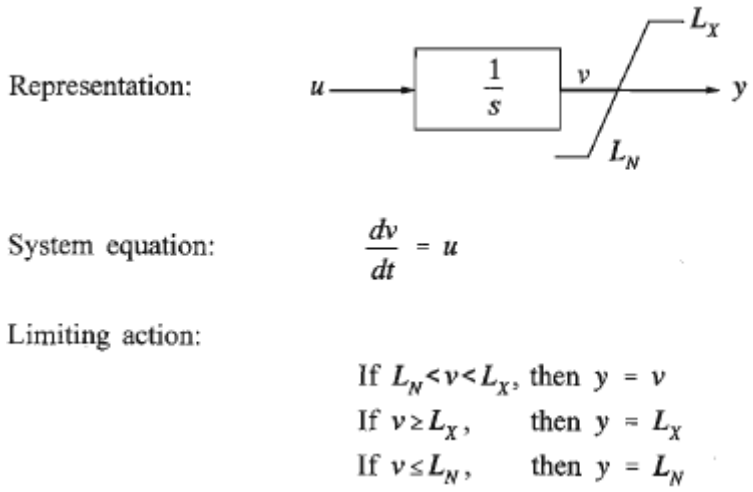


Figura 58 Integrator with windup limits (Kundur, 1994).

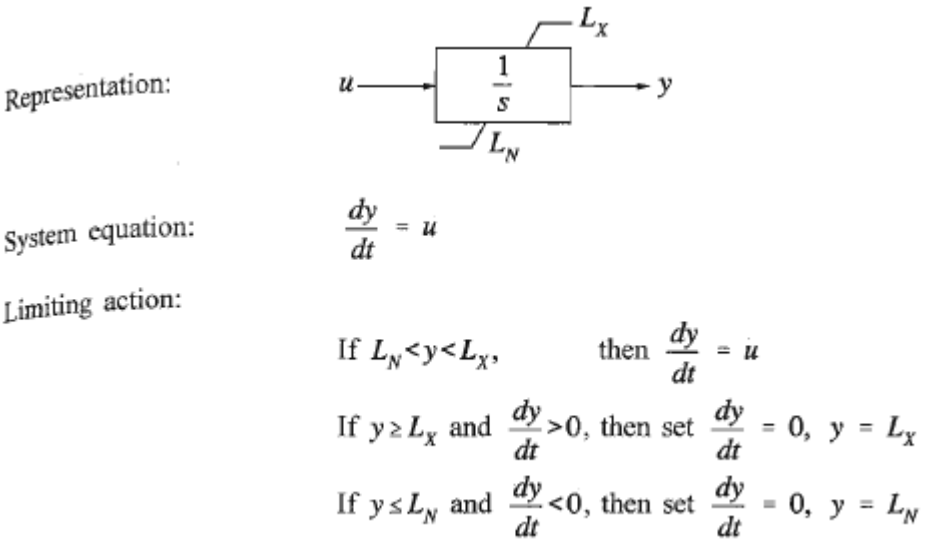


Figura 59 Integrator with non-windup limits (Kundur, 1994)

Con el límite windup la variable v no están limitados. Con límite nonwindup, la variable de salida y está limitada.

La figura 60 y 61 muestran la diferencia entre los dos tipos de límites. Cuando se aplican a un bloque de constante de tiempo.

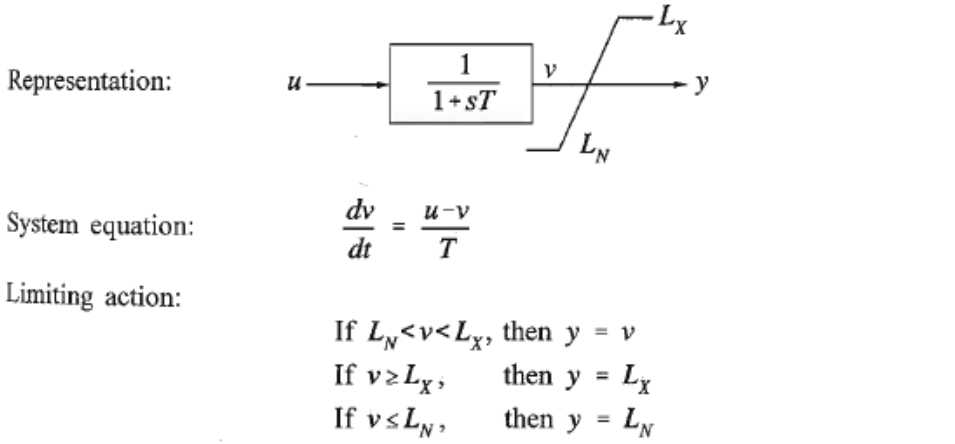


Figura 60 Bloque con una constante de tiempo con limitación windup (Kundur, 1994)

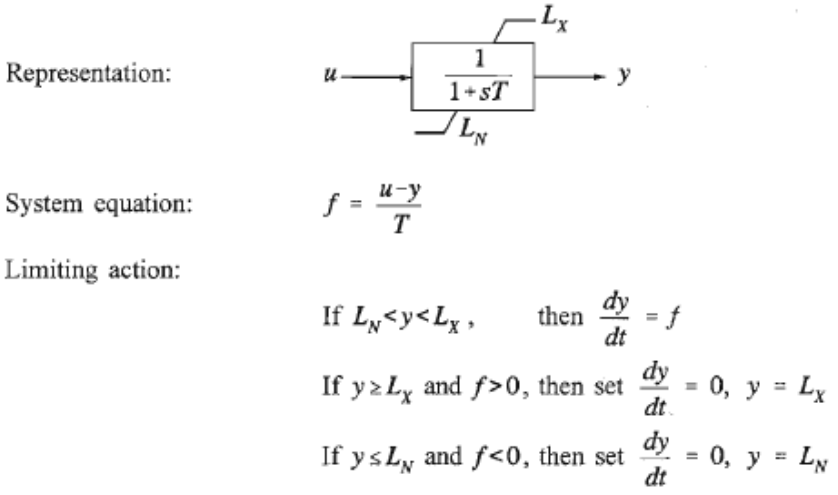


Figura 61 Bloque con una constante de tiempo sin limitación windup (Kundur, 1994)

Las funciones compuertas son circuitos usados cuando es requerido controlar a una de dos señales de entrada, dependiendo de la relación de tamaño de una respecto a la otra. La figura 62 muestra las funciones LV de valor pequeño y HV de valor alto.

Figura 62 Funciones compuertas de bajo y alto valor (Kundur, 1994).

3.5.7 Transductor del Voltaje de Terminales y Compensado de Carga

El diagrama de la figura 63 representa este elemento. La constante de tiempo TR representa la rectificación y el filtrado del voltaje en terminales del generador. Los parámetros del compensador de carga son R_C y X_C. Las variables de entrada $\tilde{E}_t$ e $\tilde{I}_t$ están en forma fasorial. Cuando el compensador no actúa sus parámetros son cero.

El transductor del voltaje de salida V_C forma la principal señal al SCE. Si el compensador de carga y T_R es ignorado, $V_C = E_R$:

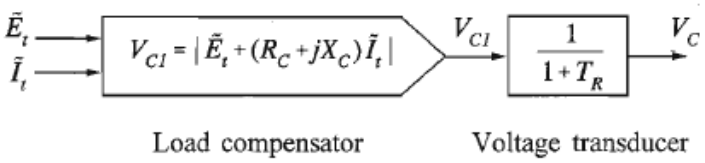


Figura 63 Modelo de transductor de voltaje terminal y compensador de carga (Kundur, 1994).

3.6 Modelamiento Completo del SCE

La Figura 3.32 detalla la estructura general del modelo de un SCE

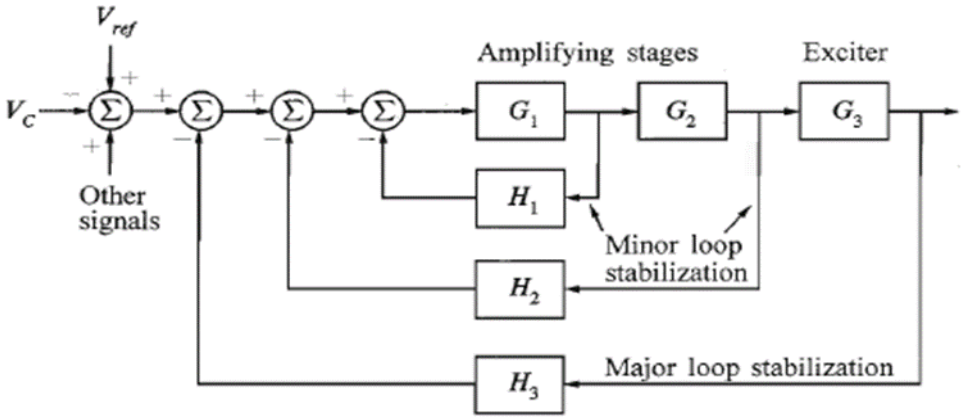
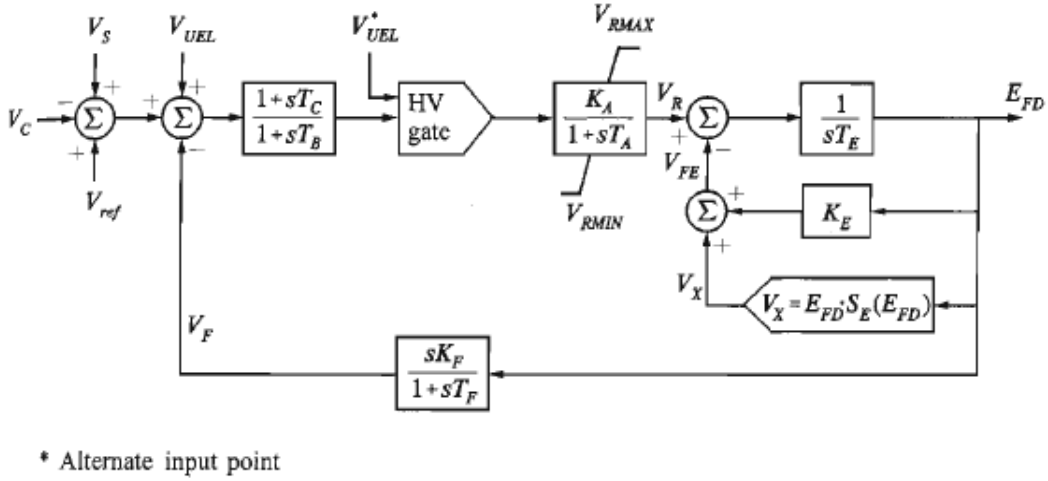


Figura 64 Estructura de un modelo de excitación detallado (Kundur, 1994).

La apropiada estructura para el modelo reducido depende del tipo del SCE. La IEEE estandarizó 12 modelos en diagramas de bloques para representar la gran variedad de sistemas de excitación en uso (IEEE, Recomended practice for Excitation system model for Power System Stability Studies, 2005).

3.6.1 Tipo DC1A



* Alternate input point

Figura 65 Sistema de control de excitación modelo IEEE DC1A (Kundur, 1994).

Representa el control de campo del conmutador dc excitador. El excitador puede ser independiente o autoexcitado. Cuando es autoexcitado K_E es elegido tal que V_R=0.Su modelo se muestra en la figura 65.

3.6.2 Tipo AC1A

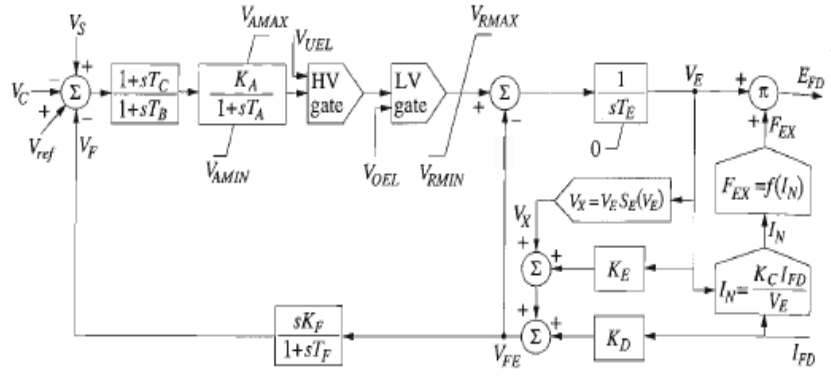


Figura 66 Sistema de control de excitación modelo IEEE AC1A (Kundur, 1994).

Este controla el alternador del campo del SCE con rectificación no controlado. La fuente del excitador del campo es por un excitador “Piloto”, y la fuente del regulador de voltaje no está afectado por transcientes externos. Su modelo se muestra en la figura 66.

3.6.3 Tipo ST1A

Representa una fuente de potencial con rectificación controlada. La excitación es abastecida desde un transformador desde los terminales del generador; por lo tanto, el voltaje tope es directamente proporcional al voltaje en terminales del generador. El Efecto del rectificador está representado por K_C. La figura 67 muestra este tipo:

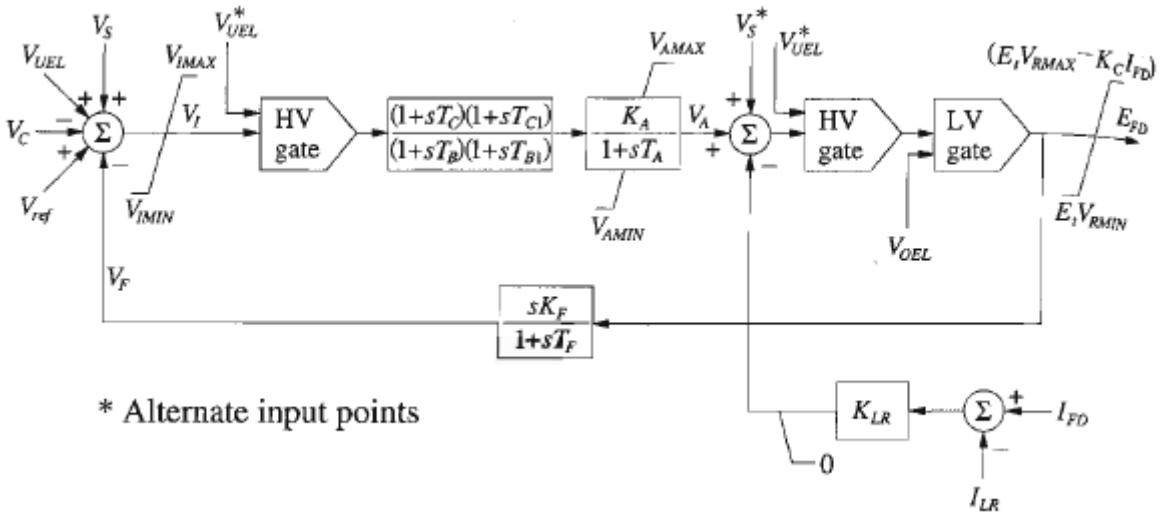


Figura 67 Sistema de control de excitación modelo IEEE ST1A (Kundur, 1994)

CAPITULO 4: ÁNALISIS Y PRESENTACIÓN RESULTADOS

El propósito principal de esta monografía es analizar los efectos que tienen los sistemas de excitación (AVR y PSS), para el análisis de estabilidad transitoria bajo perturbaciones (Falla trifásica con impedancia solida). Para ello se hizo uso la herramienta de simulación de análisis y diseño en sistemas eléctricos de potencia ETAP.

En este estudio hemos considerado un sistema multimáquinas IEEE de 9 barras consistiendo este en una modificación del Western System Coordinating Council (WSSC) esta red está constituido por 3 generadores síncronos con reguladores de velocidad y voltaje ,3 transformadores trifásicos de dos devanados asociados a cada unidad generadora, un sistema enmallado compuesto de 6 líneas de transmisión con interconectadas a 230 KV y 3 cargas. Todos estos elementos presentan sus parámetros y condiciones de operación normal las cuales se describen en el apéndice C.La base del sistema es 100MVA,con una frecuencia de 60Hz.La perturbación a considerar es una falla trifásica en la mitad de la línea de transmisión 5-7.La falla es despejada abriendo la línea (Anderson & Fouad, 2003).Cada modelo de generadores en Etap muestra los diferentes tipos de sistemas de excitación AVR y PSS a comparar para la obtención de una mejor respuesta para garantizar la fiabilidad ,seguridad y una operación estable del sistema.

También se realizará un estudio clásico de estabilidad de múltiples máquinas utilizando métodos computacionales basados en el algoritmo de Runge-Kutta de cuarto orden. El código se desarrolló en el sistema de cómputo numérico MATLAB el cual se muestra en el apéndice B.

4.1 Estudio clásico de un sistema multimáquinas aplicando el algoritmo de Runge-Kutta de cuarto orden.

El sistema multimáquinas está formado por 2 generadores de inercia finita y una barra infinita, 2 elementos de carga y 6 líneas de transmisión. Los parámetros utilizados para este sistema de prueba se muestran en el apéndice, fueron obtenidos de (Grainger & Stevenson, 1996), están dados en pu a una frecuencia de 60Hz y una potencia base de 100MVA.

Se aplicó un cortocircuito trifásico en la línea 4-5 cerca de la barra 4, la falla se libra a través de la apertura simultánea de los interruptores en los extremos de la línea fallada. Los tiempos de libramiento a analizar son 0.225s y 0.05s con un tiempo total de simulación de 1s.

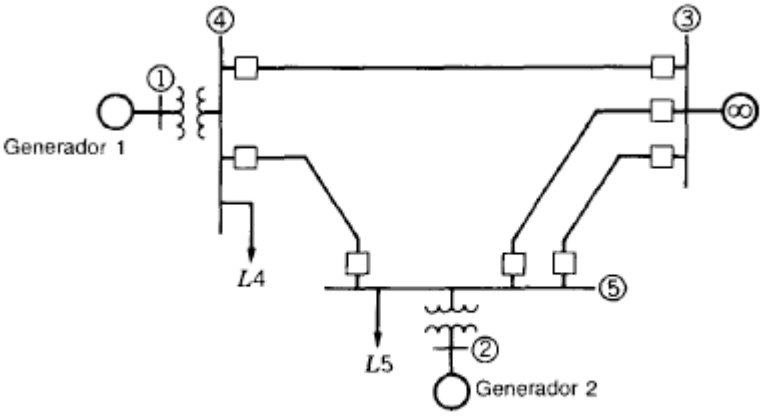


Figura 68 Sistema de transmisión del ejemplo 16.9 (Grainger & Stevenson, 1996)

En la figura 69 se muestran las curvas de oscilación de los generadores 1 y 2 respectivamente para un tiempo de libramiento 0.05s. El comportamiento que se describe es estable ya que las oscilaciones se mantienen sin tener un incremento indefinido.

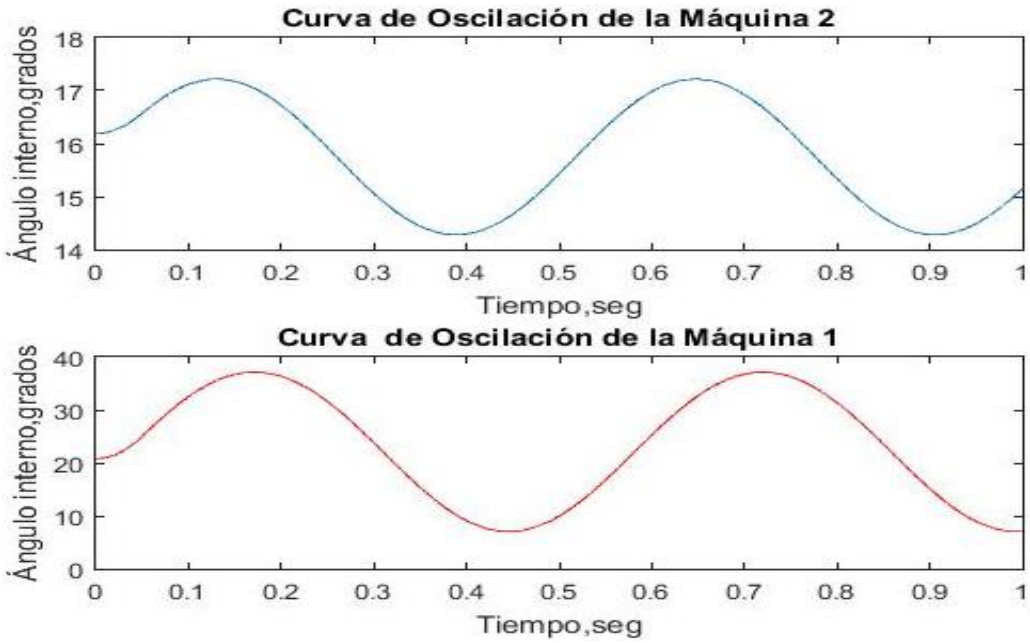


Figura 69 Curvas de oscilación para las maquinas 1 y 2 para un tiempo de libramiento de 0.05s

En la figura 70 se muestran las curvas de oscilación de los generadores 1 y 2 respectivamente para un tiempo de libramiento 0.225s. El comportamiento que se describe es inestable para el generador 1 debido a que las oscilaciones tienen un incremento indefinido debido a la cercanía de dicho generador a la falla.

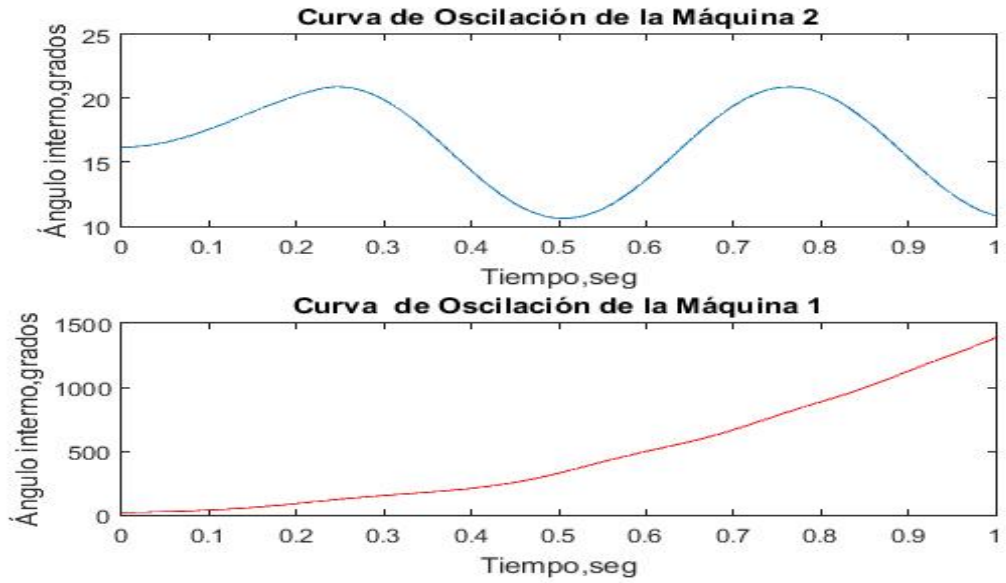


Figura 70 Curvas de oscilación para las maquinas 1 y 2 para un tiempo de libramiento de 0.225s

De los resultados obtenidos anteriormente se obtuvo información del comportamiento de la posición angular del rotor con respecto al tiempo durante el análisis de estabilidad ante la falla de un cortocircuito trifásico, que permite describir que las maquinas más cercanas a la falla tienen mayor oscilación y que en dependencia del tiempo de liberación de la falla puede o no mantener la estabilidad.

Estos resultados son obtenidos del código TSRK4.m el cual se muestra en el Apéndice B, este resuelve las ecuaciones de oscilación y muestra su graficas mediante el algoritmo de Runge-Kutta de cuarto orden descrito en el Capítulo 2. Los resultados pueden ser verificados en el (Grainger & Stevenson, 1996, p. 696).

4.2 ETAP

ETAP es la plataforma de análisis más completa para el diseño, simulación, operación, control y automatización de sistemas de generación, transmisión, distribución y de potencia industrial.

El módulo de estabilidad transitoria permite llevar a cabo simulaciones de perturbaciones y eventos que afectan la correcta operación del sistema, así como evaluar su respuesta ante deslastres de carga y transferencias automáticas, determinar tiempos críticos para despeje de faltas y arranque de generadores. Asimismo, se puede evaluar la interacción entre sistemas independientes, simular la operación automática de dispositivos de protección y equipos de corte, así como el efecto sobre el sistema de arranques y reaceleración de motores.

La facilidad que brinda la herramienta para ejecutar simulaciones se combina con la visualización de resultados en una interfaz gráfica que permite al usuario dominar todos los aspectos de la estabilidad transitoria en sistemas de potencia.

Entre las características principales se destacan: Simulaciones de transitorios de corta y larga duración, Modelos integrales de excitatrices y gobernadores de velocidad en generadores, Simulación de deslastre automática de carga y acción de dispositivos de protección, Modelos de generadores, motores y redes dependientes de la frecuencia del sistema, además se pueden simular una cantidad sin límite de eventos (perturbaciones) y acciones (operación de equipos).

4.2.1 Comparación de los modelos de AVR y PSS en ETAP.

Las pruebas aquí realizadas se utilizaron para mostrar la reacción de los diferentes sistemas de excitación durante una falla trifásica en la línea 3 del sistema IEEE9.Estas pruebas se simularon utilizando el módulo de Estabilidad Transitoria de ETAP, en este programa se cargó el modelo IEEE9,el cual se encuentra en las Librerías de ejemplo. Se simuló el primer evento de cortocircuito trifásico en el quinto segundo, el tiempo de cortocircuito se elige 0,1s ya que esta es una de las longitudes típicas de cortocircuito en la red eléctrica (Slenduhhov & Kilter, 2013).Es decir la falla es liberada en los 5.1s al abrir los interruptores CB9 y CB11. La duración de la mayoría de todas las pruebas es de 20 segundos para dar tiempo al sistema para la estabilización después de la desaparición del cortocircuito. El procedimiento para llevar a cabo las simulaciones se obtuvieron de las guías técnicas de ETAP entre las más destacadas Estabilidad Transitoria –Eventos & Acciones (Transient Stability-Events-Actions).Se seguirá cada caso descrito en la siguiente tabla para dicho análisis.

Tabla 1 Comparación de los sistemas de excitación en ETAP.

Caso 1	**Caso 2**
Modelo de sistema de excitación tipo DC1 Tiempo de libramiento de falla: 0.1s Localización de la falla trifásica entre la línea 5-7	Modelo de sistema de excitación tipo DC1 y PSS1A Tiempo de libramiento de falla: 0.1s Localización de la falla trifásica entre la línea 5-7
Caso 3	**Caso 4**
Modelo de sistema de excitación tipo AC1. Tiempo de libramiento de falla: 0.1s Localización de la falla trifásica entre la línea 5-7.	Modelo de sistema de excitación tipo AC1 y PSS1A. Tiempo de libramiento de falla: 0.1s Localización de la falla trifásica entre la línea 5-7
Caso 5	**Caso 6**
Modelo de sistema de excitación tipo ST1 Tiempo de libramiento de falla: 0.1s Localización de la falla trifásica entre la línea 5-7.	Modelo de sistema de excitación tipo ST1 y PSS1A. Tiempo de libramiento de falla: 0.1s Localización de la falla trifásica entre la línea 5-7.

Caso 1:

Angulo del rotor

En la figura 71 se muestra las gráficas de los ángulos relativos de los generadores para el caso 1.Se puede observar que las oscilaciones máximas y mínimas para el generador 2 son aproximadamente de 120° y 30° respectivamente, para el generador 3 son aproximadamente de 90° y 20°.Debido a que las diferencias angulares entre el generador 2 y el generador 1 son mayores de 90°, por lo cual el sistema pierde estabilidad.

Potencia de los generadores

En la figura 72 se muestra las gráficas de las potencias activa aportada por cada en generador para el caso 1.En ella se observa, durante los primeros 5s antes de ocurrir la falla la generación de potencia de cada uno de los generadores es estable cuyos valores son los obtenidos en el flujo de potencia, en condiciones de falla la potencia generada en todas las maquinas se reducen significativamente por la caída de tensión, posterior a la falla los generadores presentan inestabilidad oscilatoria. Cuyos valores máximos y mínimos de oscilaciones para el generador 1 son de 160MW a -25MW respectivamente, para el generador 2 son de 200MW a 100MW y para el generador 3 son de 100MW a 50 MW.

Voltaje de salida del excitador (EFD)

En la figura 73 se observa los impactos directos de la perdida de sincronismo de los generadores que afectan severamente la excitación produciendo variaciones continuas que conducen que el generador trabaje en regiones no estables, es decir se pueden producir problemas de sobreexcitación o subexcitación, además se obtiene un campo magnético fluctuante debido a que se distorsiona la corriente continua. Esto generará un flujo magnético alterno en los devanados del estator, lo que provocará un voltaje y una fuente de alimentación impredecible e inestable que pueden causar distorsiones y un alto riesgo de dañar los devanados del inducido. Incluso si de alguna manera aprovechamos la salida, no será un suministro trifásico sinusoidal puro.

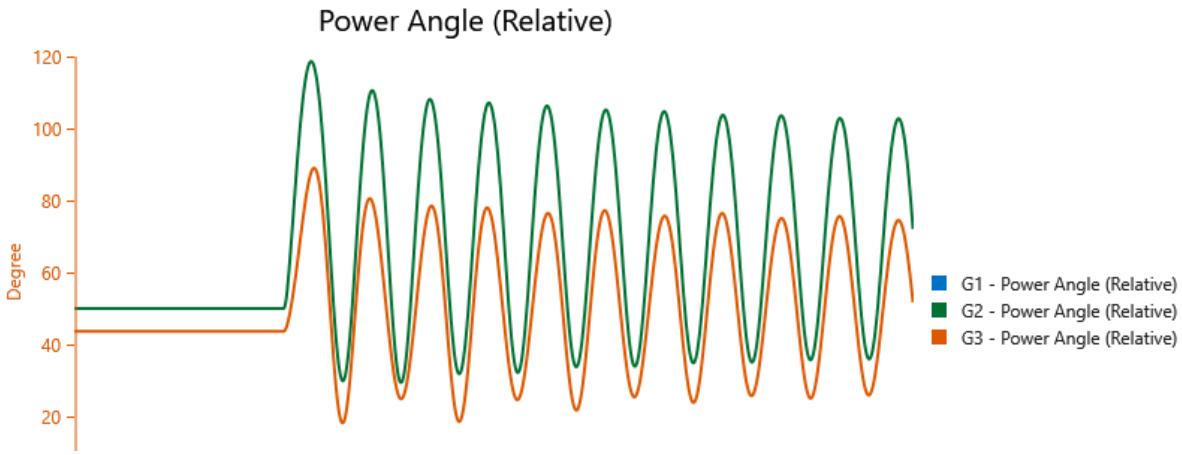


Figura 71 Caso 1.DC1 sin PSS1A Angulo de Par (Relativo)

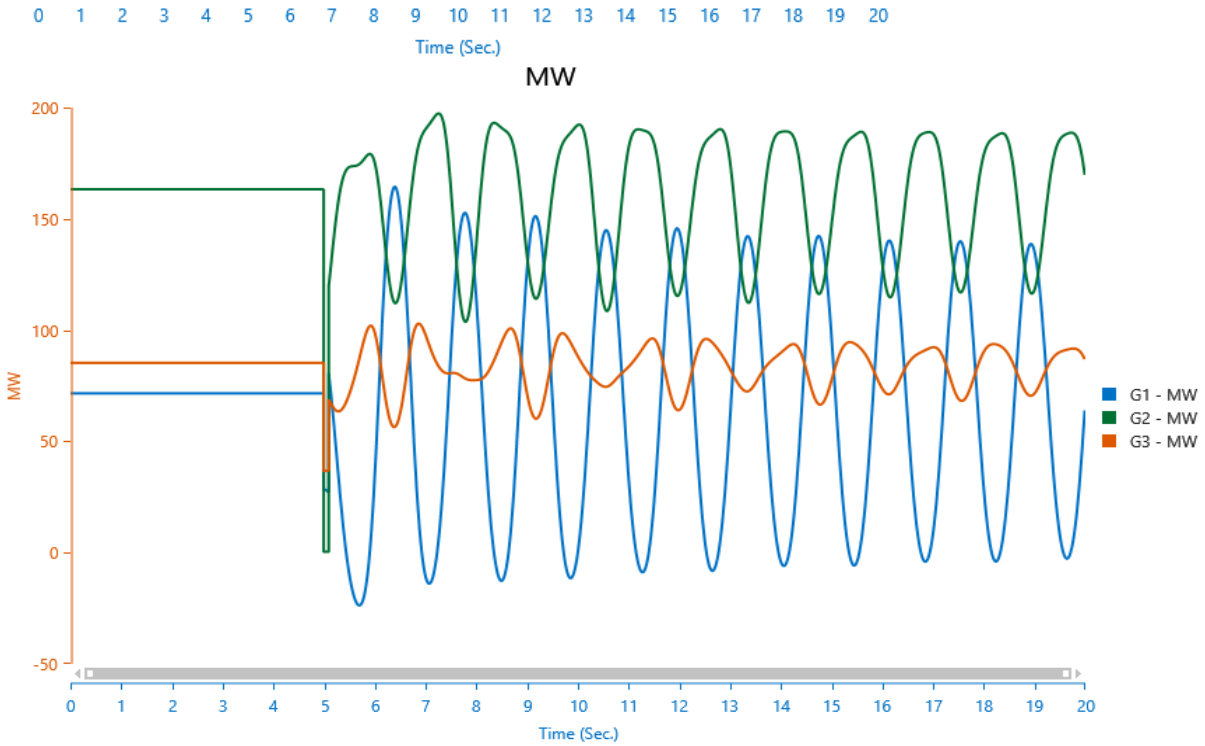


Figura 72 Caso 1.DC1 sin PSS1A (Potencia Activa)

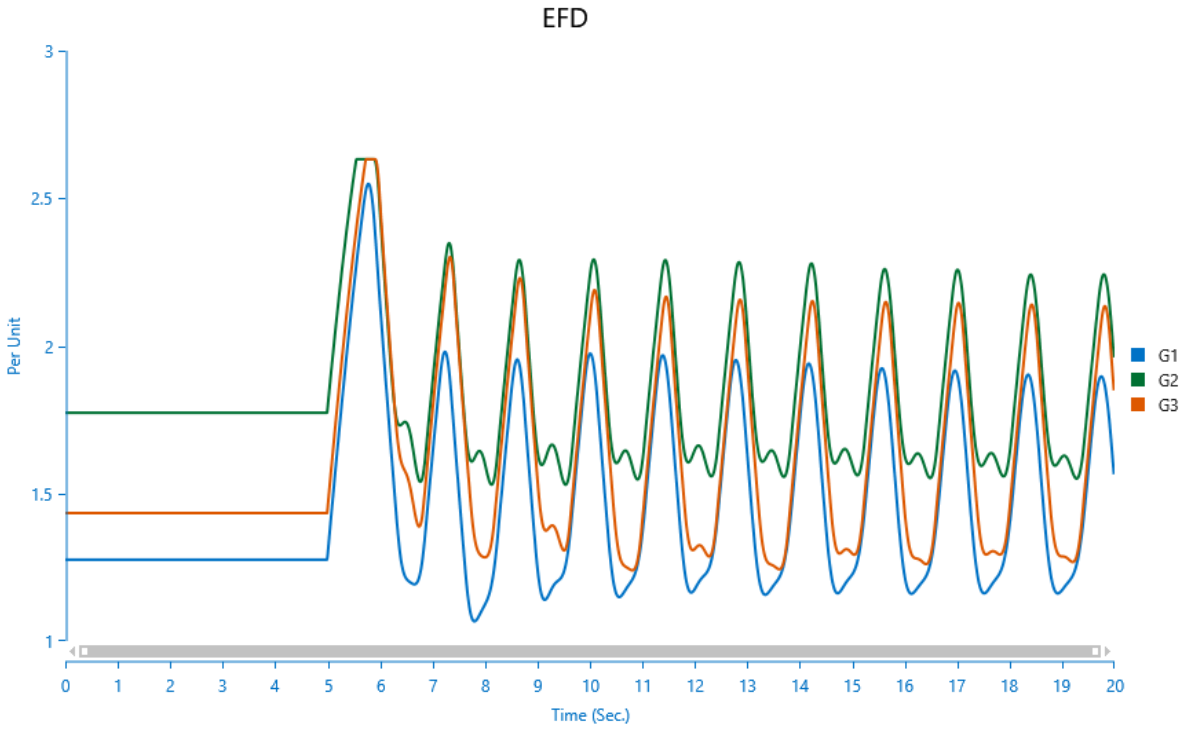


Figura 73 Caso 1.DC1 sin PSS1A (EFD)

Caso 2:

Angulo del rotor

En la figura 74 se muestra las gráficas de los ángulos relativos de los generadores para el caso 2. Se puede observar que las oscilaciones máximas y mínimas para el generador 2 son aproximadamente de 120° y 30° respectivamente, para el generador 3 son aproximadamente de 90° y 20°.Debido a la incorporación del estabilizador del sistema de potencia (PSS), modelo PSS1A en los generadores síncronos permiten que estos se estabilicen y mantengan el sincronismo. En la figura se muestra que tiempo aproximado en los cuales el generador 1 y 2 logran estabilizarse es aproximadamente de 28 s.

Potencia de los generadores

En la figura 75 se muestra las gráficas de las potencias activa aportada por cada generador para el caso 2. En ella se observa, durante los primeros 5s antes de ocurrir la falla la generación de potencia de cada uno de los generadores es estable cuyos valores son los obtenidos en el flujo de potencia (determinar el valor

de cada uno de los generadores), en condiciones de falla la potencia generada en todas las maquinas se reducen significativamente por la caída de tensión, posterior a la falla los generadores a diferencia del caso 1 se estabilizan y mantienen el sincronismo esto es debido a la incorporación del modelo PSS1A al sistema de excitación de control . En la figura se muestra que tiempo aproximado en los cuales el generador 1, 2 y el 3 logran estabilizarse es aproximadamente de 28 s.

Voltaje de salida del excitador (EFD)

En la figura 76 se muestra las gráficas de los voltajes de salida de los excitadores de cada uno de los generadores para el caso 2. En la gráfica se muestra que el tiempo aproximado para estabilizarse el generador 1 ,2 y 3 es aproximadamente de 32 s, 30 s y 22s respectivamente.

Nota: El tiempo de simulación se extendió a 40s para observar el tiempo en el que los generadores se estabilizan, debido a que antes de los 20s todavía tienen ciertas oscilaciones.

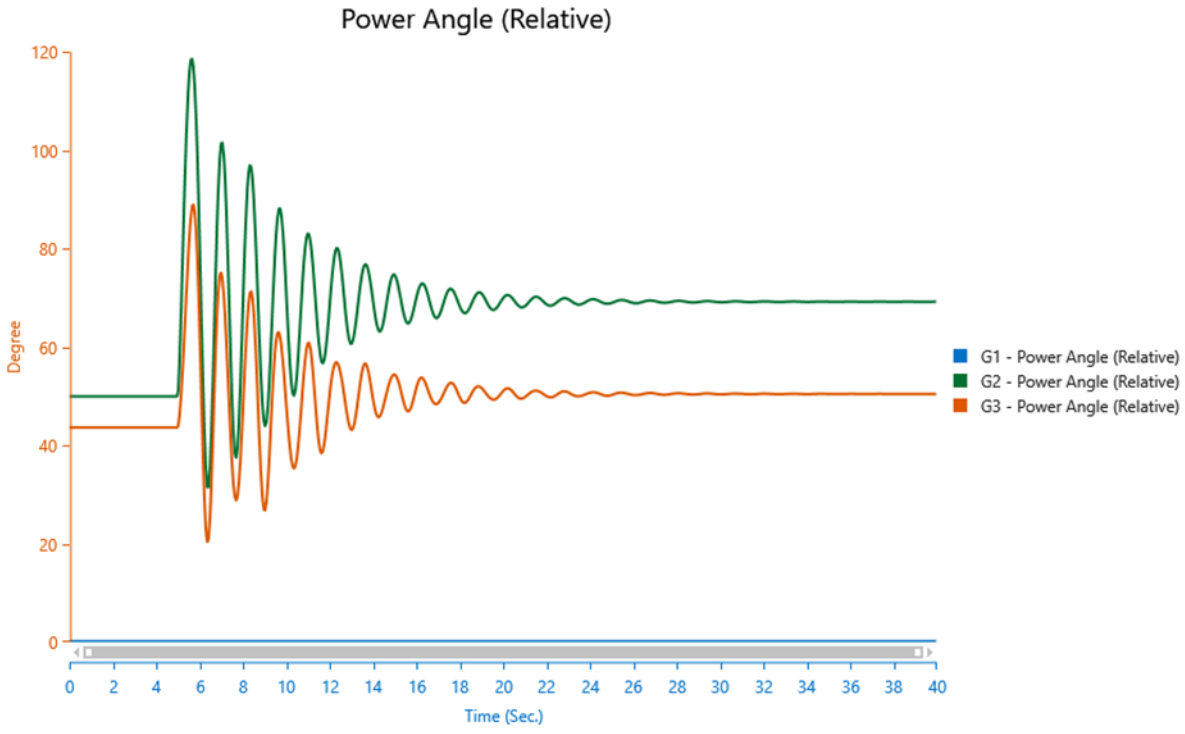


Figura 74 Caso 2. DC1 con PSS1A Angulo de Par (Relativo)

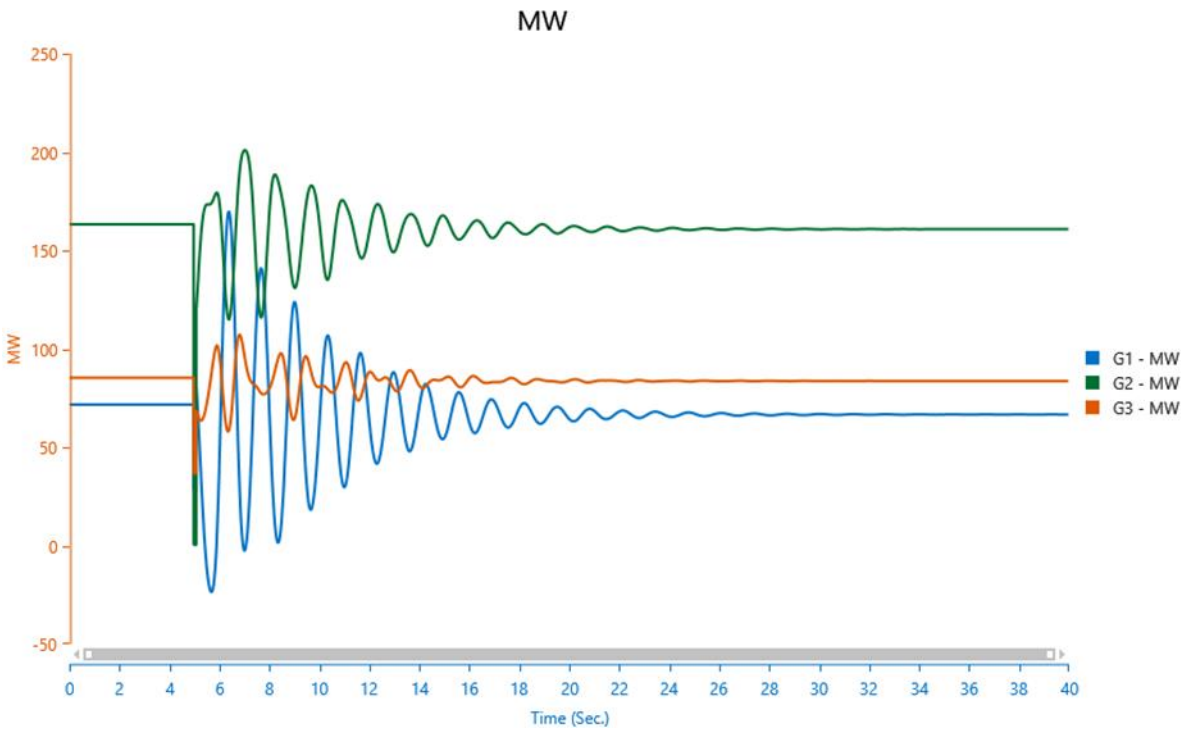


Figura 75 Caso 2. DC1 con PSS1A (Potencia activa)

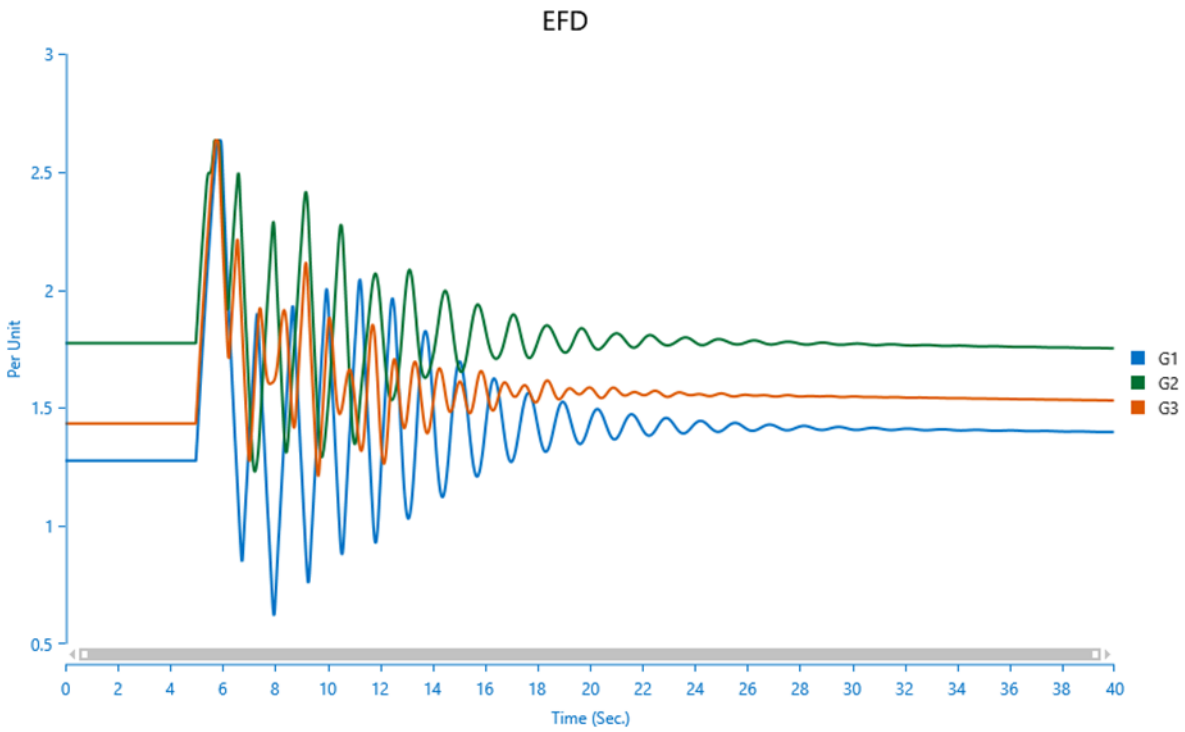


Figura 76 Caso 2. DC1 con PSS1A (EFD)

Caso 3:

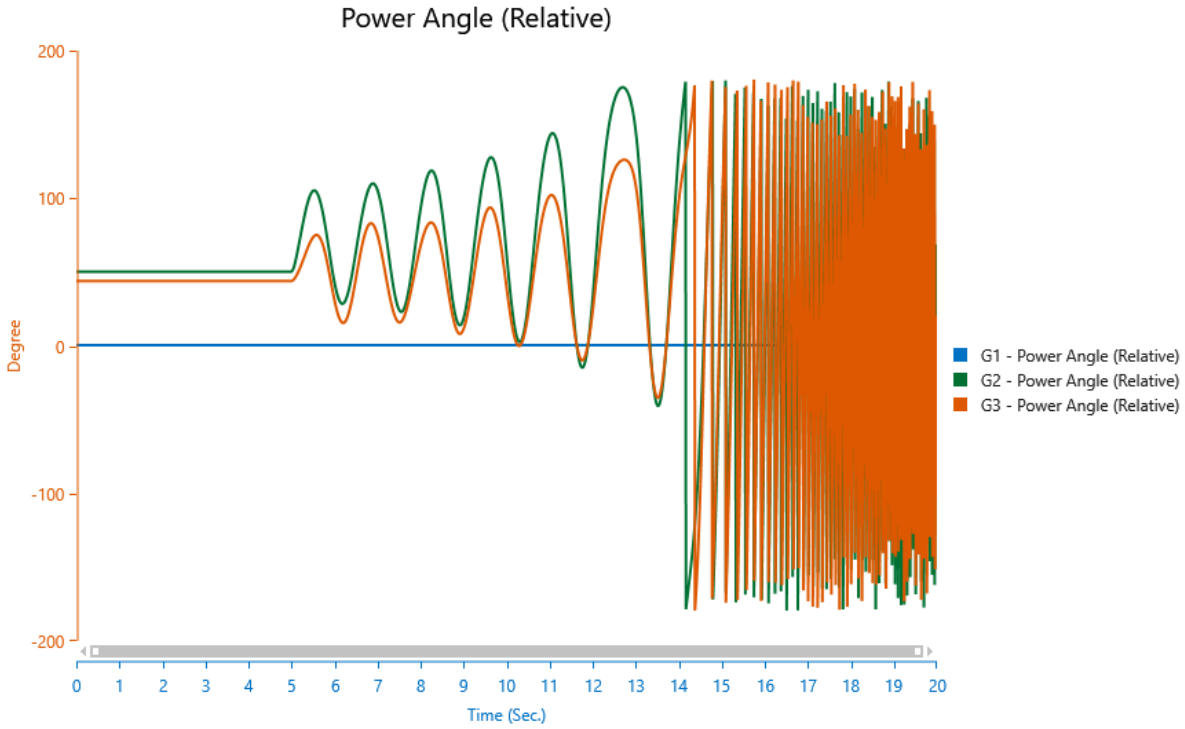


Figura 77 Caso 3.AC1 sin PSS1A Angulo de Par (Relativo)

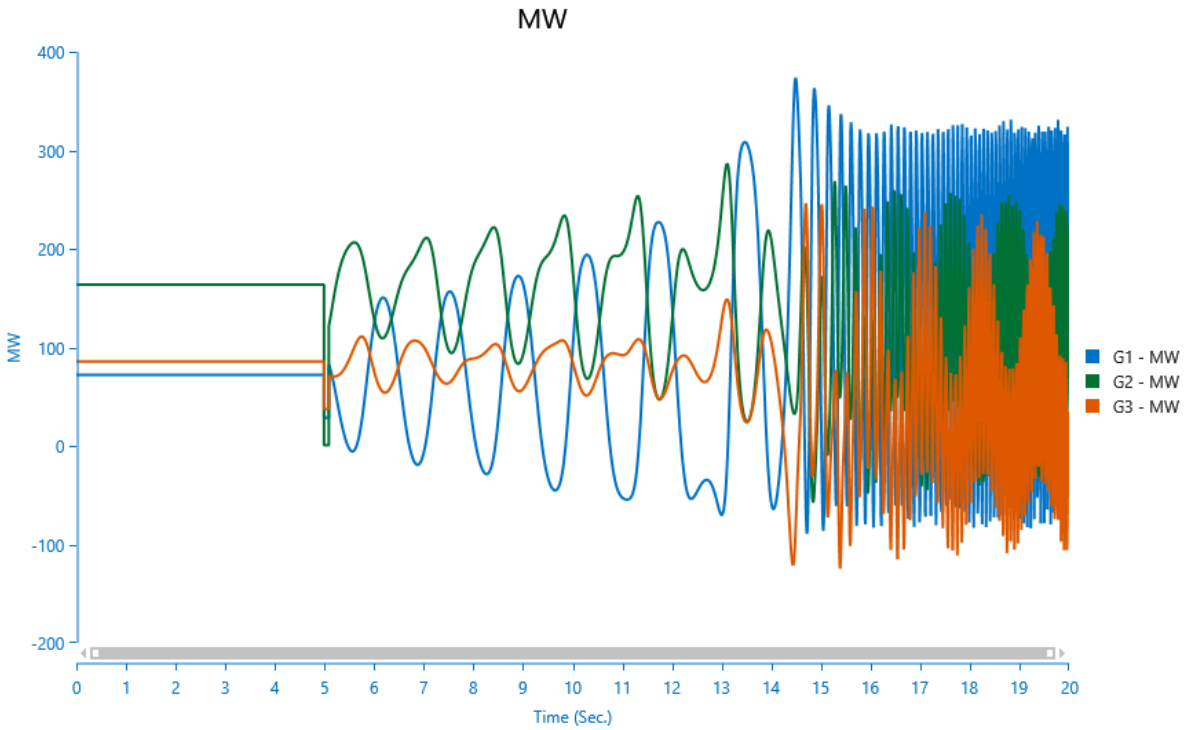


Figura 78 Caso 3. AC1 sin PSS1A (Potencia activa)

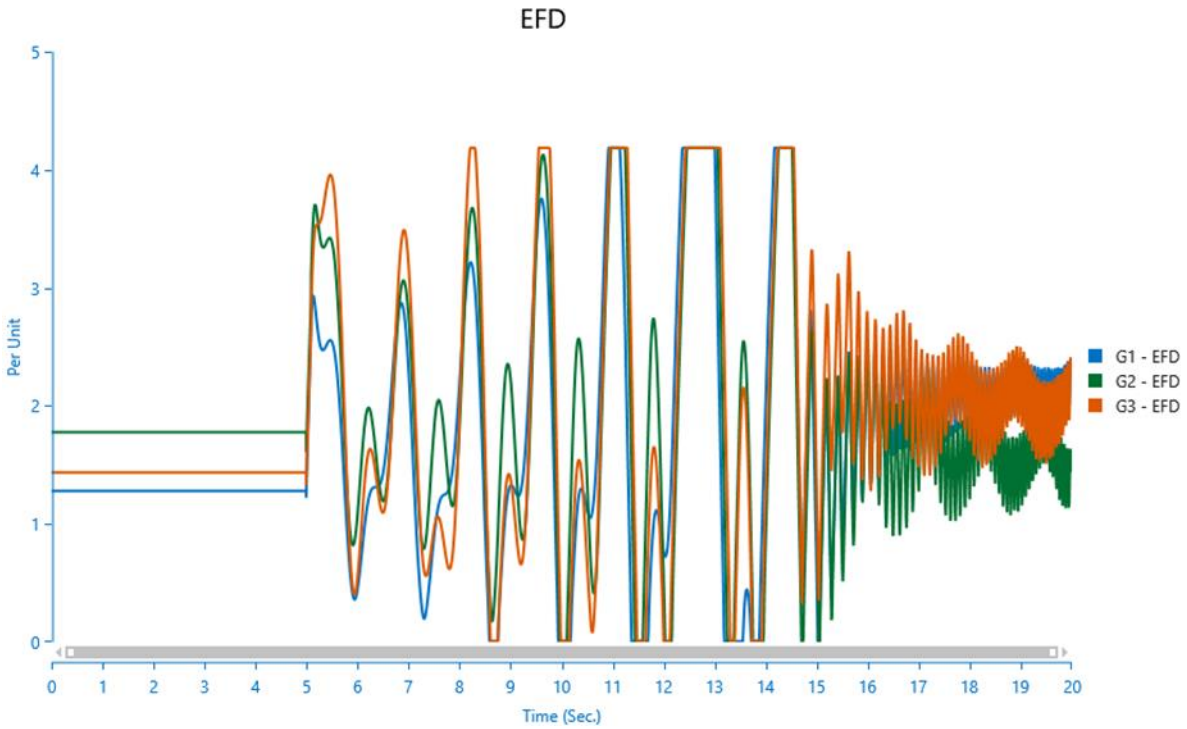


Figura 79 Caso 3. AC1 sin PSS1A (EFD)

En las figuras anteriores de la 77 a la 79 se observa que todos los generadores pierden el sincronismo y por ende la estabilidad produciendo inestabilidades oscilatorias debido a la falta o bajo par de amortiguamiento.

Caso 4:

Angulo del rotor

En la figura 80 se muestra las gráficas de los ángulos relativos de los generadores para el caso 4. Se puede observar que las oscilaciones máximas y mínimas para el generador 2 son aproximadamente de 115° y 50° respectivamente, para el generador 3 son aproximadamente de 70° y 30°.Debido a la incorporación del estabilizador del sistema de potencia (PSS), modelo PSS1A en los generadores síncronos permiten que estos se estabilicen y mantengan el sincronismo. En la figura se muestra que tiempo aproximado en los cuales el generador 1 y 2 logran estabilizarse es aproximadamente de 11 s.

Potencia de los generadores

En la figura 81 se muestra las gráficas de las potencias activa aportada por cada en generador para el caso 4. En ella se observa, durante los primeros 5s antes de ocurrir la falla la generación de potencia de cada uno de los generadores es estable cuyos valores son los obtenidos en el flujo de potencia, en condiciones de falla la potencia generada en todas las maquinas se reducen significativamente por la caída de tensión, posterior a la falla los generadores a diferencia del caso 3 se estabilizan y mantienen el sincronismo esto es debido a la incorporación del modelo PSS1A al sistema de excitación de control . En la figura se muestra que tiempo aproximado en los cuales el generador 1, 2 y el 3 logran estabilizarse es aproximadamente de 11 s, 10s, 10s respectivamente.

Voltaje de salida del excitador (EFD)

En la figura 82 se muestra las gráficas de los voltajes de salida de los excitadores de cada uno de los generadores para el caso 4.

En la gráfica se muestra que el tiempo aproximado para estabilizarse el generador 1 ,2 y 3 es aproximadamente de 11 s, 12s y 13s respectivamente.

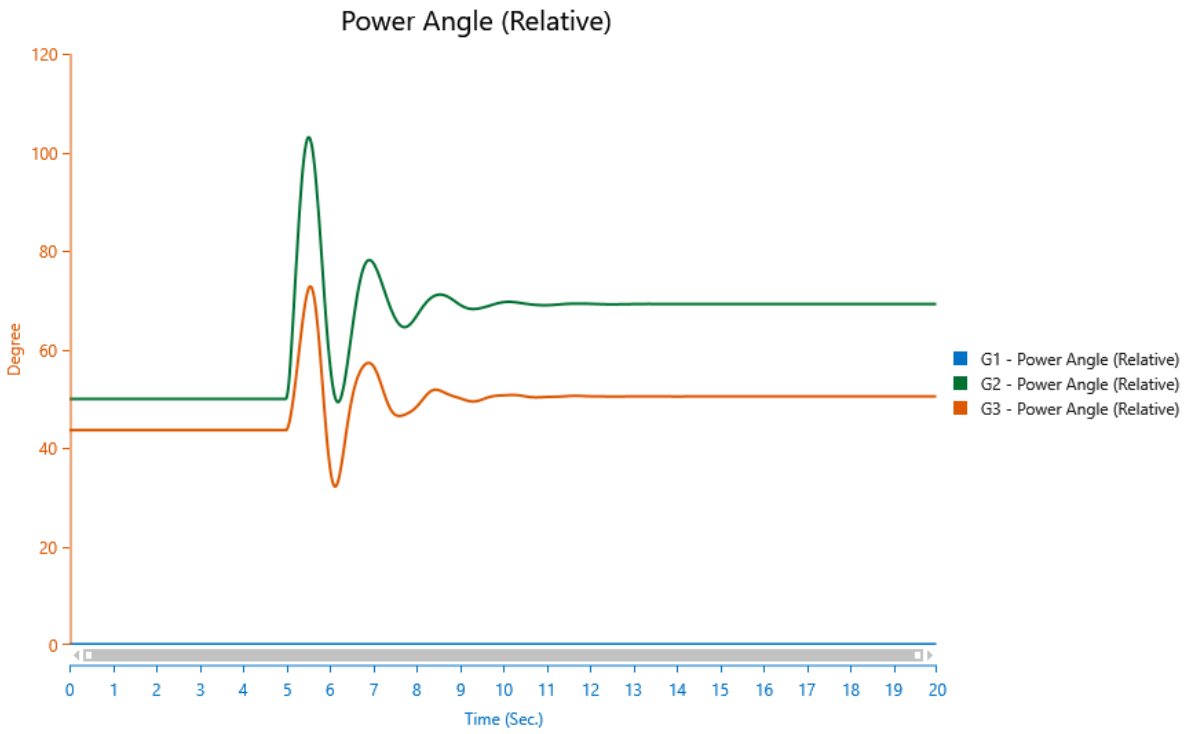


Figura 80 Caso 4.AC1 con PSS1A Angulo de par (relativo)

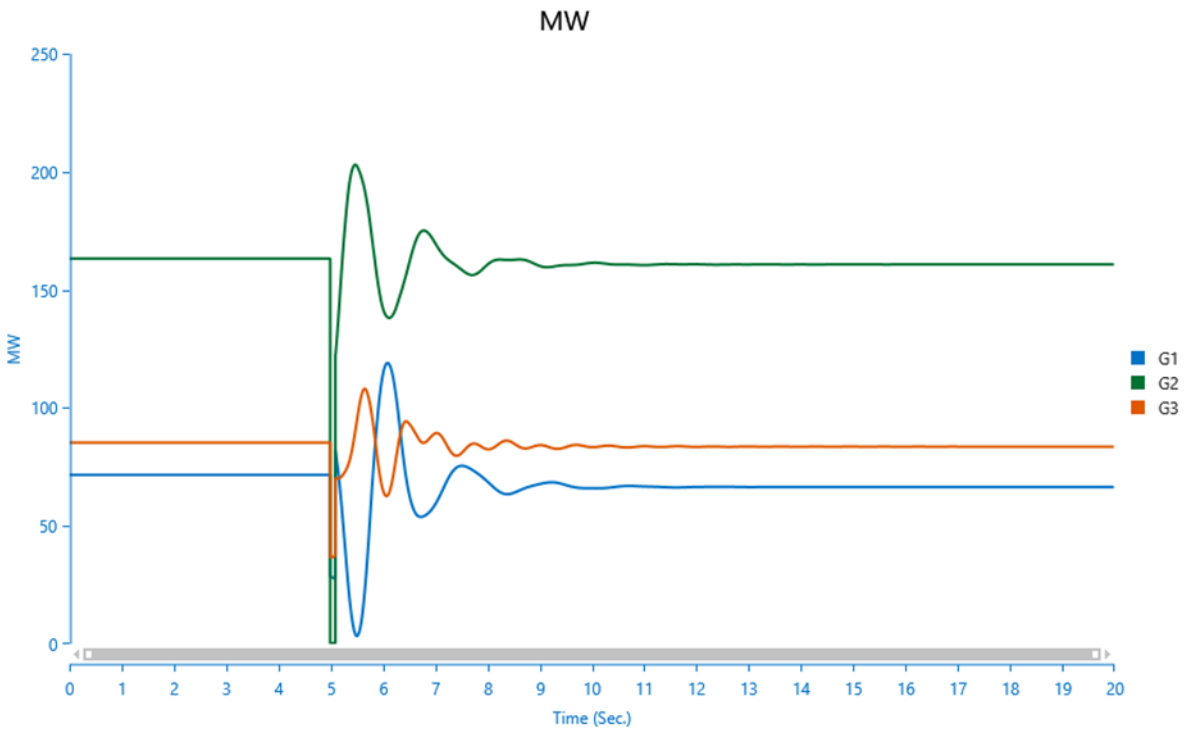


Figura 81 Caso 4.AC1 con PSS1A (Potencia activa)

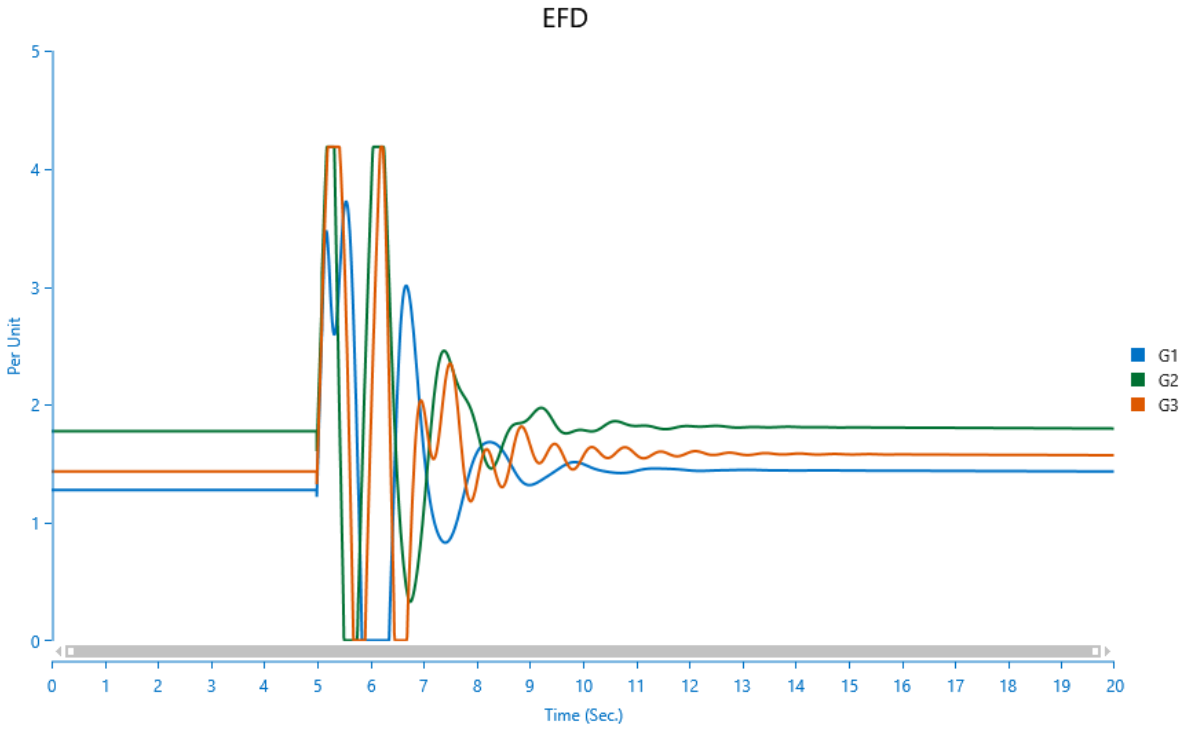


Figura 82 Caso 4.AC1 con PSS1A (EFD)

Caso 5:

Angulo del rotor

En la figura 83 se muestra las gráficas de los ángulos relativos de los generadores para el caso 5.Se puede observar que las oscilaciones máximas y mínimas para el generador 2 son aproximadamente de 115° y 30° respectivamente, para el generador 3 son aproximadamente de 80° y 15°.Debido a que las diferencias angulares entre el generador 2 y el generador 1 son mayores de 90°, por lo cual el sistema pierde estabilidad.

Potencia de los generadores

En la figura 84 se muestra las gráficas de las potencias activa aportada por cada en generador para el caso 5.En ella se observa, durante los primeros 5s antes de ocurrir la falla la generación de potencia de cada uno de los generadores es estable cuyos valores son los obtenidos en el flujo de potencia, en condiciones de falla la potencia generada en todas las maquinas se reducen significativamente por la caída de tensión, posterior a la falla los generadores presentan inestabilidad oscilatoria. Cuyos valores máximos y mínimos de oscilaciones para el generador 1 son de 160MW a -25MW respectivamente, para el generador 2 son de 200MW a 120MW y para el generador 3 son de 120MW a 40 MW.

Voltaje de salida del excitador (EFD)

Los efectos son similares al explicado en el apartado del excitador DC1

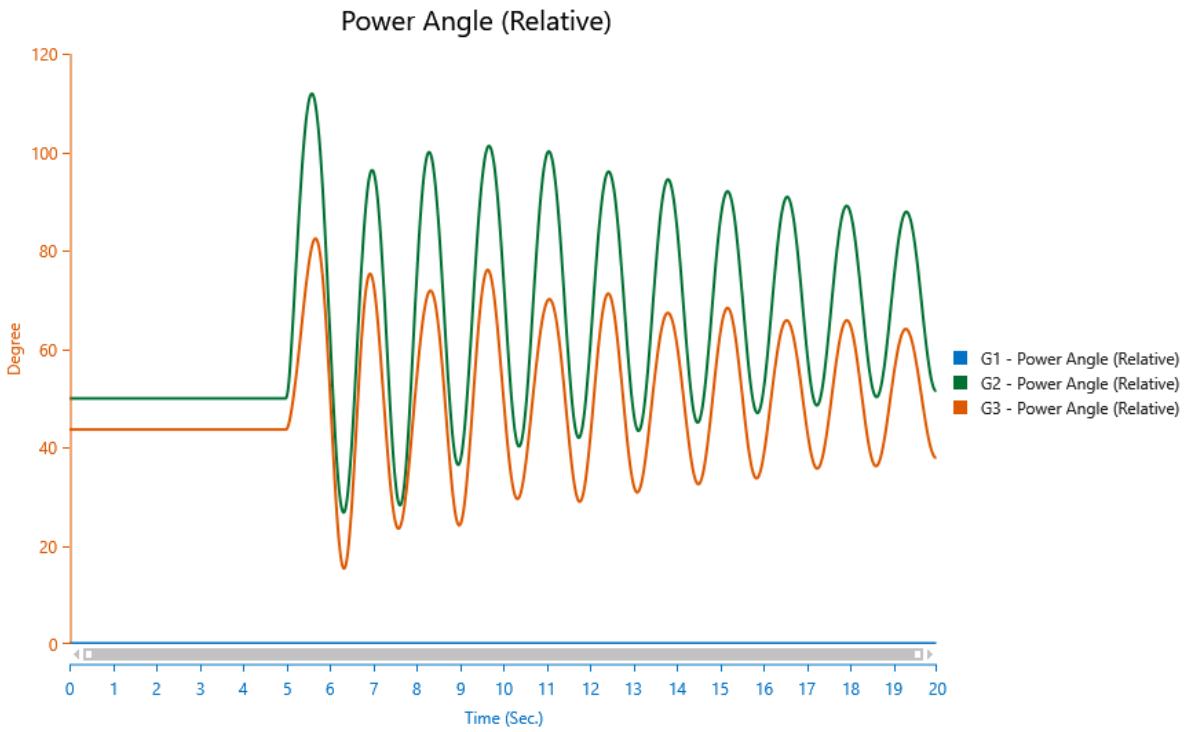


Figura 83 Caso 5.ST1 sin PSS1A.Angulo de par (relativo)

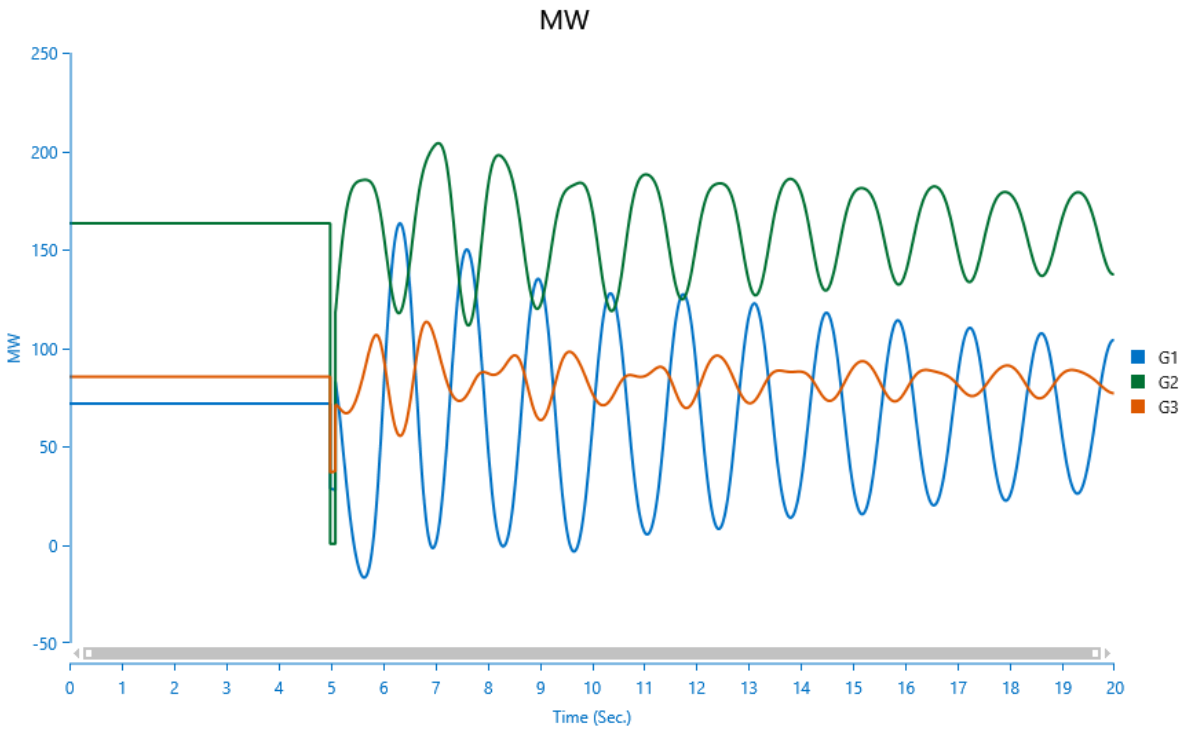


Figura 84 Caso 5.ST1 sin PSS1A (Potencia activa)

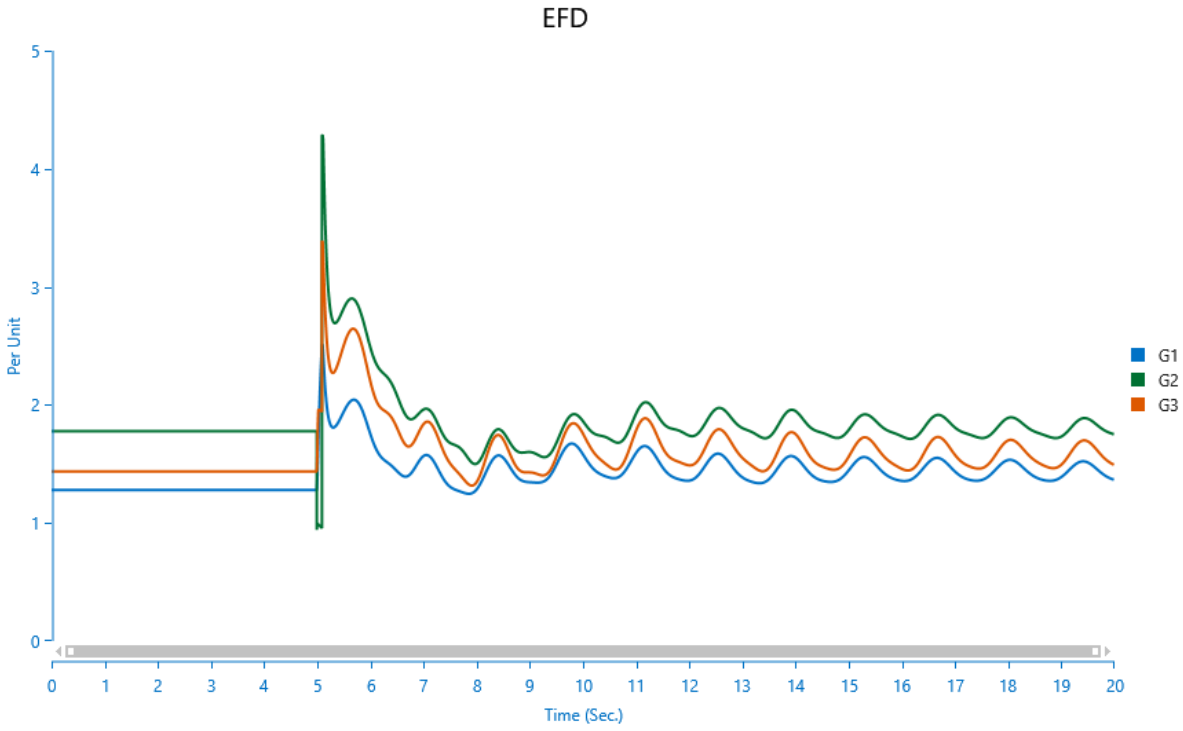


Figura 85 Caso 5.ST1 sin PSS1A (EFD)

Caso 6:

Angulo del rotor

En la figura 86 se muestra las gráficas de los ángulos relativos de los generadores para el caso 6. Se puede observar que las oscilaciones máximas y mínimas para el generador 2 son aproximadamente de 105° y 50° respectivamente, para el generador 3 son aproximadamente de 75° y 30°.Debido a la incorporación del estabilizador del sistema de potencia (PSS), modelo PSS1A en los generadores síncronos permiten que estos se estabilicen y mantengan el sincronismo. En la figura se muestra que tiempo aproximado en los cuales el generador 1 y 2 logran estabilizarse es aproximadamente de 14 s.

Potencia de los generadores

En la figura 87 se muestra las gráficas de las potencias activa aportada por cada generador para el caso 6. En ella se observa , durante los primeros 5s antes de ocurrir la falla la generación de potencia de cada uno de los generadores es

estable cuyos valores son los obtenidos en el flujo de potencia (determinar el valor de cada uno de los generadores), en condiciones de falla la potencia generada en todas las maquinas se reducen significativamente por la caída de tensión, posterior a la falla los generadores a diferencia del caso 5 se estabilizan y mantienen el sincronismo esto es debido a la incorporación del modelo PSS1A al sistema de excitación de control . En la figura se muestra que tiempo aproximado en los cuales el generador 1, 2 y el 3 logran estabilizarse es aproximadamente de 16 s, 16s, 13s respectivamente.

Voltaje de salida del excitador (EFD)

En la figura 88 se muestra las gráficas de los voltajes de salida de los excitadores de cada uno de los generadores para el caso 6. En la gráfica se muestra que el tiempo aproximado para estabilizarse para los generadores es aproximadamente 17s.

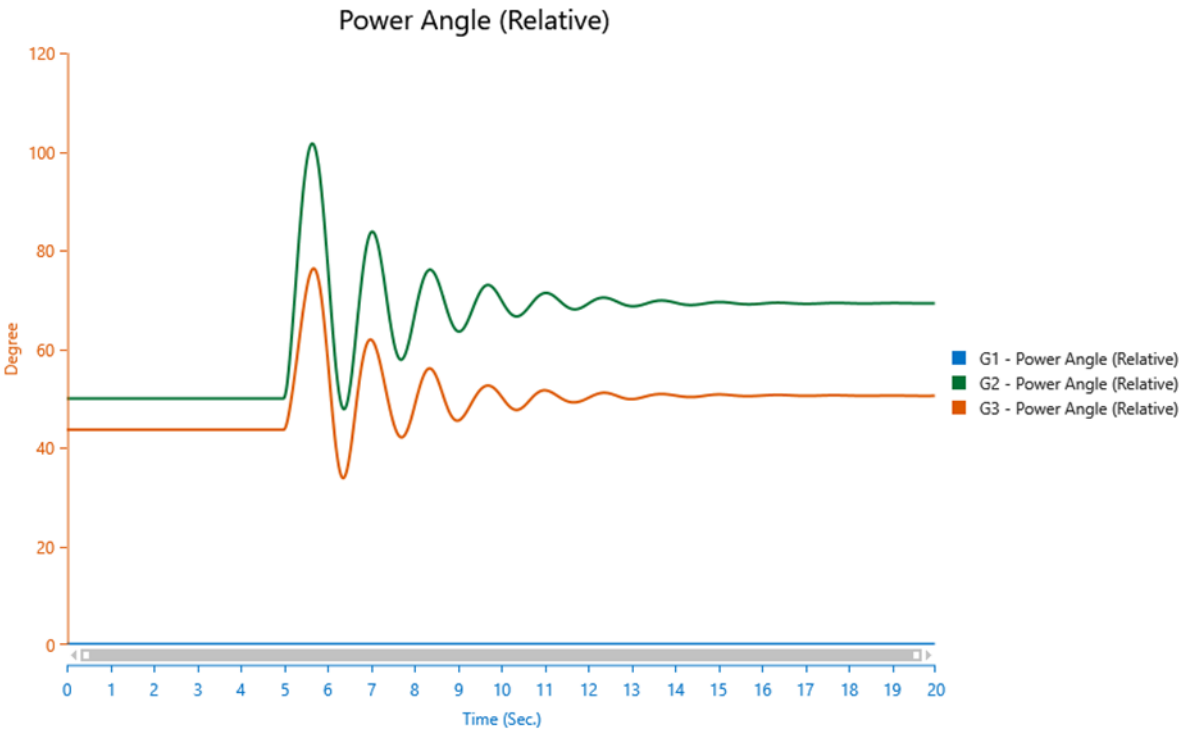


Figura 86 Caso 6.ST1 con PSS1A. Angulo de par (relativo)

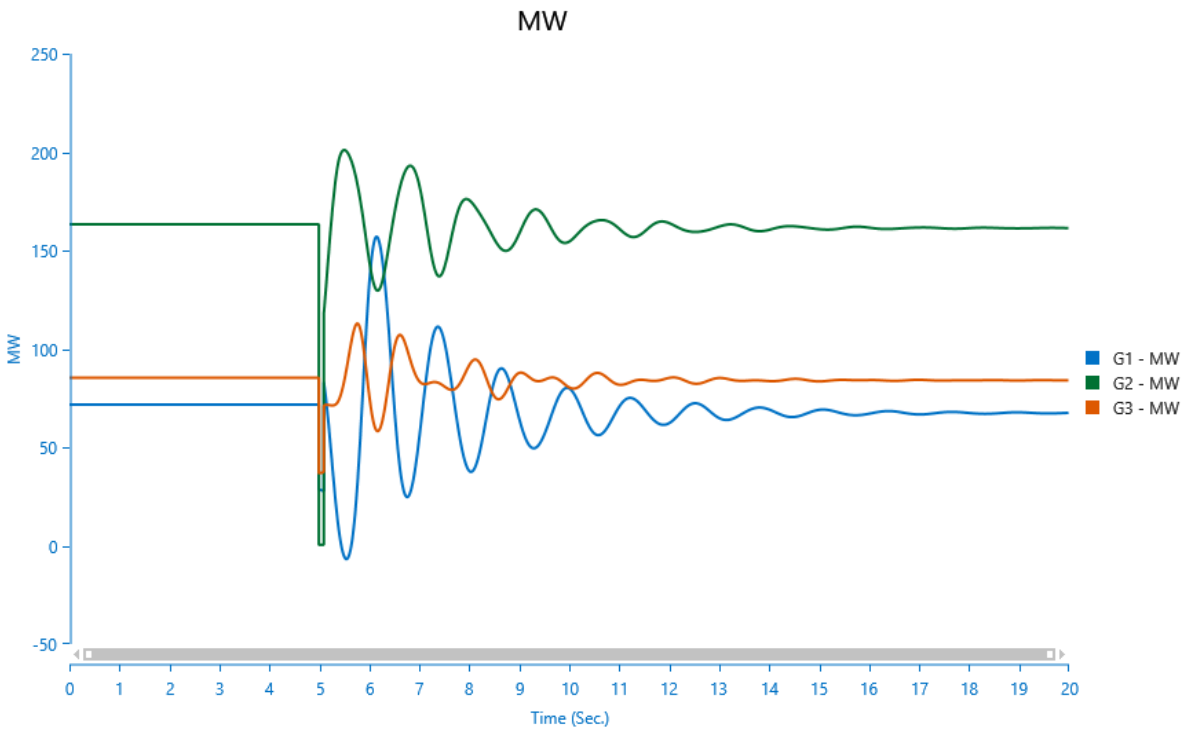


Figura 87 Caso 6.ST1 con PSS1A (Potencia activa)

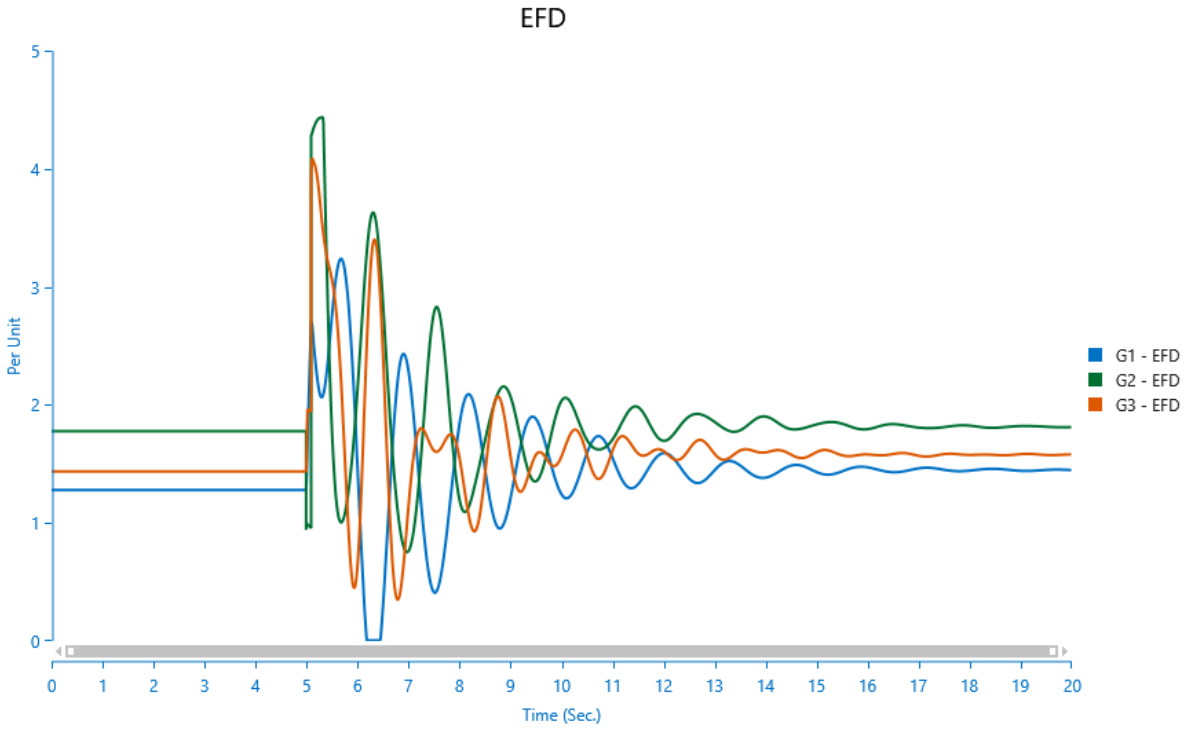


Figura 88 Caso 6.ST1 con PSS1A (EFD)

CONCLUSIONES

Se identificaron los factores que más influencia tienen en el problema de estabilidad transitoria entre estos se destacan: La severidad de la falla, tiempo crítico de liberación de la falla, ubicación de la falla, inercia de los generadores síncronos. Estos efectos se demostraron en las simulaciones utilizando el modelo clásico de los generadores en el que la potencia mecánica se considera constante en las ecuaciones de oscilación del ángulo de los generadores. En específico el sistema multimáquinas del ejemplo 16.11 del libro Análisis de Sistemas de Potencia (Grainger), para dicha simulación se utilizó el código TSRK4 (Apéndice B) desarrollado en el programa MATLAB. Otros de los factores que influencia en gran manera en la estabilidad es la integración de los sistemas de control de excitación (AVR y PSS) en los generadores síncronos, simulaciones que se realizaron utilizando el programa ETAP en el análisis de un sistema multimáquinas de 9 nodos (IEEE9).

Se describieron los modelos de cada uno de los elementos principales que forman parte de un sistema eléctrico de potencia estos son: Modelo del generador síncrono de dos ejes (polos salientes), modelos de los sistemas de control de excitación (SCE), modelo de las líneas de transmisión, transformadores, cargas.

Además, se desarrollaron estudios de las técnicas analíticas estas son: criterio de áreas iguales; aplicable a una maquina síncrona conectada a un bus infinito o entre dos máquinas, este método describe básicamente el fenómeno físico de los sistemas más complejos. También se describieron métodos de integración numérica estos son: Métodos mejorado de Euler y el método clásico de Runge-Kutta de cuarto orden, los cuales se incluyeron en algoritmos para el estudio clásico de estabilidad transitoria de un sistema multimaquinás, ya que estos permiten la solución de las ecuaciones de oscilación de las maquinas del sistema considerado.

Se estudiaron las características de desempeño de señal pequeña y grande, las cuales permiten evaluar, especificar el rendimiento del SCE y la efectividad de este para mejorar la estabilidad de un SEP. El criterio más influyente en nuestro estudio es la respuesta nominal del SCE (Excitation System Nominal Response) que es uno de los factores que más impacto tiene en el rendimiento alto y respuesta rápida de los AVR y PSS. Además, estas características permiten la sintonización adecuada de los AVR y PSS, en el apéndice D se muestra la ejemplificación de la sintonización de un controlador PID de un regulador automático de voltaje (AVR) de un SCE rotativa mediante el método convencional de colocación de polos.

Se realizó el análisis de estabilidad transitoria de un sistema multimáquinas de 9 nodos, en el cual se analizaron el comportamiento de los diferentes tipos de sistemas de excitación; sistemas de estabilización de potencia (PSS) y reguladores automáticos de voltaje (AVR) .En específicos los modelos de excitadores DC1,AC1,ST1 y el estabilizador de potencia PSS1A,en presencia de perturbaciones severas (Falla trifásicas).Los resultados mostrados en las simulaciones presentados en el apartado de análisis y resultados para los casos 1,3,5 indica que la reacción de los AVR es aumentar la excitación y por lo tanto la potencia eléctrica. A medida que se aumenta el flujo de potencia, la amortiguación llega a ser más negativa afectando de manera directa el par oscilatorio, sin embargo, la inestabilidad aperiódica es eliminada principalmente por el uso de los AVR. Para los casos 2, 4,6 donde se hace uso del estabilizador de potencia PSS1A que permite amortiguar las oscilaciones de los rotores de las maquinas síncronas.

Las simulaciones también indican que el AC1 provee una mejor estabilidad al sistema de potencia que el DC1, discutido también en (Eshraghnia & Kleen, 2014). El mejor de los excitadores utilizados debería ser el ST1 debido a que es un tipo de excitador estático, los cuales presentan una relación de respuesta y relaciones de fuerza (forcing ratio) muy altas provocando que las oscilaciones se amortigüen más rápido que con los sistemas DC y AC. Este resultado también analizado en (Slenduhhov & Kilter, 2013), sin embargo al comparar las simulaciones del caso

6 con las del caso 4 se puede notar que el excitador AC1 responde mejor que el ST1A esto es debido a los parámetros utilizados son solo considerados como casos de muestras, no datos representativos o típicos, por lo tanto para obtener niveles de rendimiento óptimos se deben realizar estudios enfocados en las distintas técnicas sintonización para los AVR y PSS. Además, las simulaciones demuestran que una falla de cortocircuito trifásico en un sistema multimáquinas, las maquinas más afectadas en su sincronismo son las más cercanas donde ocurre la falla y la máquina de menor inercia en el SEP, esto provoca que en los generadores se alcance mayor magnitud de ángulo durante su oscilación. Debido a la capacidad de respuesta hoy en día los excitadores más usados son los tipos AC y los estáticos, estos constituyen los SCE modernos que sustituyeron a los SCE DC.

RECOMENDACIONES

A continuación, se mencionan sugerencias para continuar con trabajos futuros:

- Realizar un prototipo de Software que permita el análisis de estabilidad transitorias de diversos sistemas de Potencia, considerando la incorporación de modelos más detallados de las máquinas y de sus sistemas de control asociados, para obtener mejores resultados de los estudios de estabilidad.

- Realizar estudios de las diferentes técnicas de sintonización de los AVR y PSS para proporcionar el funcionamiento deseado de los sistemas que requieren estabilización. La cual se puede considerar como la causa principal de que el excitador AC1 con PSS se estabilice antes que el ST1 y PSS1A.

- Desarrollar estudios basados en estabilidad en pequeña señal para mejorar la estabilidad de los sistemas debido a pequeñas perturbaciones que continuamente ocurren en los SEP.

REFERENCIAS

Anderson, P., & Fouad, A. (2003). *Power System Control and Stability.* New Jersey: JOHN WILEY & SONS.

Chapra, S., & Canale, R. (2007). *Métodos númericos para ingenieros .* Mexico: McGraw-Hill.

Corona,Sanchez, J. J. (2014). *Estabilidad Angular de un Sistema Multimaquinas.* MEXICO,D.F: IPN.

Demello, F., & Concordia, C. (1969). Concepts of Synchronous Machine Stability as Affected by Excitation Control. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 1150-1159.

deMello, F., & Laskowski, T. (1975). Concepts of power system dynamic stability. *IEEE*, 827- 833.

Elgerd, O. (1971). *Electric Energy System Theory:an Introducction.* USA: McGraw Hill.

Eremia, M., & Shahidehpour, M. (2013). *Handbook of Electrical Power System Dynamics.* New Jersey: series editer WILEY .

Glover, J., & Sarma, M. (2002). *Sistemas de Potencia Analisis y Diseño.* Mexico: Thompson.

Grainger, J., & Stevenson, W. (1996). *Analisis de Sistema de Potencia* (primera ed.). Mexico: McGRAW-Hill/INTERAMERICANA DE MEXICO,S.A de C.V.

Hiroki Osawa, O. S. (4-7 Dec. 2017). Consideration of Effect of Excitation Power of Self-Excitation AVR on Synchronous Stability. *IEEE* (págs. 1-6). Auckland, New Zealand: IEEE.

IEEE. (1992). *Recomended Practice for Excitation System model for Power System Stability .*

IEEE. (1992). Recomended practice for Excitation system model for Power System Stability Studies. *IEEE Std 421*.

IEEE. (2014). *Guide for Identification, Testing, and Evaluation of the Dynamic Performance of Excitation Control Systems.*

Khotari, D. (1994). *Modern Power System Analysis* (Tercera ed.). New York: McGraw-Hill.

Kundur, P. (1994). *Power System Stability and Control.* New York: McGraw-Gill.

Kundur,P, Paserva,J, Ajjarapu,V, Anderson,G, Bose,A, Hatziargytiou, H., . . . Cutsem, V. (2004). Definition and Classification of Power System. *IEEE*, 1387-1401.

Ogata, K. (2010). *Ingenieria de Control Moderna.* Madrid: PEARSON EDUCACIÓN.

Olguin, D. (2011). *Notas del Curso Estabilidad de Sistemas Electricos de Potencia.* Mexico: SEPI-ESEMI-IPN.

Sanchez Lopez, S. R. (2015). *Estudio de Estabilidad Transitoria en Sistemas Electricos de Potencia contemplando el efecto de Generacion Distribuida .* MEXICO,D.F: IPN.

APENDICE

APENDICE A: Datos del sistema de Potencia del ejemplo 16.9 Grainger – Stevenson.

Generador 1: 400MVA,20kV,$x'_d = 0.067\ pu$,$H = 11.2\ MJ/MVA$

Generador 2: 250MVA,18kV,$x'_d = 0.1\ pu$, $H = 8\ MJ/MVA$

Tabla 2 Datos de líneas y transformadores para el ejemplo 16.9

Barra a barra	**Z serie**		**Y paralelo**
	R	X	B
Transformador 1-4	---	0.022	---
Transformador 2-5	---	0.040	---
Línea 3-4	0.007	0.040	0.082
Línea 3-5 (1)	0.008	0.047	0.098
Línea 3-5 (2)	0.008	0.047	0.098
Línea 4-5	0.018	0.11	0.226

Todos los valores están en por unidad sobre la base de 230kV y 100MVA

Tabla 3 Datos de barra y valores de flujos de potencia anteriores a la falla.

Barra	Voltaje	Generación		Carga	
		P	Q	P	Q
1	$1.030\angle 8.88^\circ$	3.5	0.712		
2	$1.030\angle 6.38^\circ$	1.85	0.298		
3	$1.0\angle 0^\circ$	---	---		
4	$1.018\angle 4.68^\circ$	---	---	1.00	0.44
5	$1.011\angle 2.27^\circ$	---	---	0.5	0.16

Todos los valores están en por unidad sobre la base de 230kV y 100MVA

Tabla 4 Elementos de la matriz de admitancias de barra anterior a la falla para el ejemplo 16.9

Barra	1	2	3	4	5
1	$-j11.2360$	0.0	0.0	$j11.2360$	0.0
2	0.0	$-j7.1429$	0.0	0.0	$j7.1429$
3	0.0	0.0	$11.2841 - j65.4731$	$-4.2450 + j24.2571$	$-7.0392 + j41.355$
4	$j11.2360$	0.0	$-4.2450 + j24.2571$	$6.6588 - j44.6175$	$-1.4488 + j8.8538$
5	0.0	$j7.1429$	$-7.0392 + j41.355$	$-1.4488 + j8.8538$	$8.9772 - j57.2972$

Admitancias en por unidad

Tabla 5 Elementos de la matriz de admitancias de barra durante la falla para el ejemplo 16.9

Barra	1	2	3
1	$-j11.2360$	0.0	0.0
2	0.0	$0.1362 - j6.2737$	$-0.681 + j5.1661$
3	0.0	$-0.0681 + j5.1661$	$5.7986 - j35.6299$

Admitancias en por unidad

Tabla 6 Elementos de la matriz de admitancias de barra posterior a la falla para el ejemplo 16.9

Barra	1	2	3
1	$0.5005 - j7.7897$	0.0	$-0.2216 + j7.6291$
2	0.0	$0.1591 - j6.1168$	$-0.681 + j5.1661$
3	$-0.2216 + j7.6291$	$-0.0901 + j6.0975$	$1.3927 - j13.8728$

Admitancias en por unidad

APENDICE B: Código TSRK4

```
%PROGRAMA DE RESOLUCION DE LA ECUACION DE OSCILASCION PARA EL ANALISIS
DE
%ESTABILIDAD TRANSITORIA APLICANDO RUNGE-kUTTA(RK4).
%EJEMPLO 16.11 DEL LIBRO ANALISIS DE SISTEMAS DE POTENCIA (GRAINGER &
%STEVENSON.
%ESTE PROGRAMA A TRAVEZ DE FUNCIONES A LAS ECUACIONES DE OSCILASCION
%DURANTE Y POST FALLA.
tcr=input('tiempo de libramiento de la falla [s]: ');
%RESOLUCION DE LA ECUACION DE OSCILASCION MAQUINA 2
tt1=0:0.005:tcr;
[t1,y1]=rungekut('oscfalla_dos',tt1,[16.19*pi/180 0]);
A1=y1(:,1)
V1=y1(:,2);
r=length(A1);
angle=A1(r);
l=length(V1);
w=V1(l);
T1=t1;
tt2=tcr:0.005:1;
[t2,y2]=rungekut('oscdespeje_dos',tt2,[A1(r) V1(l)]);
A2=y2(:,1);
V2=y2(:,2);
T2=t2;
t=[t1,t2(1,[2:length(t2)])];
A=zeros(1,length(A1)+length(A2)-1);
V=zeros(1,length(V1)+length(V2)-1);
for i=1:length(A1)
    A(i)=A1(i)*180/pi;
    V(i)=V1(i);
end
for i=2:length(A2)
    A(i-1+length(A1))=A2(i)*180/pi;
    V(i-1+length(A1))=V2(i);
end
%RESOLUCION DE LA ECUACION DE OSCILASCION MAQUINA 1
tt1=0:0.005:tcr;
```

```
[t1,y1]=rungekut('oscfalla_uno',tt1,[20.8*pi/180 0]);
AA1=y1(:,1)
VV1=y1(:,2);
r=length(AA1);
angle=AA1(r);
l=length(VV1);
tt2=tcr:0.005:1;
[t2,y2]=rungekut('oscdespeje_uno',tt2,[AA1(r) VV1(l)]);
AA2=y2(:,1);
VV2=y2(:,2);
tt=[t1,t2(1,[2:length(t2)])];
AA=zeros(1,length(A1)+length(A2)-1);
VV=zeros(1,length(V1)+length(V2)-1);
for i=1:length(AA1)
    AA(i)=AA1(i)*180/pi;
    VV(i)=VV1(i);
end
for i=2:length(AA2)
    AA(i-1+length(AA1))=AA2(i)*180/pi;
    VV(i-1+length(AA1))=VV2(i);
end
% GRAFICACION DE LA CURVAS DE OSCILASCIONES
subplot(2,1,1);
plot(t,A);
title('Curva de oscilación de la Máquina 2')
ylabel('Ángulo interno,grados')
xlabel('Tiempo,seg')
subplot(2,1,2);
plot(t,AA,'r');
title('Curva  de oscilación de la Máquina 1');
ylabel('Ángulo interno,grados')
xlabel('Tiempo,seg')
```

Donde las ecuaciones de oscilación durante-post falla se descomponen en un sistema de ecuaciones diferenciales lineales las cuales se definen como subfunciones (dfalla1.m, dfalla2.m, oscdespeje_uno.m, oscdespeje_dos.m), de la

función definida como rungekut.m las cuales son llamadas mediante el código TSRK4. m. Estas funciones se muestran a continuación.

dfalla1.m

```
function dF=dfalla1(t,F)

% Variables f1,f2,f3,f4... dependientes de t
f1 = F(1);
f2 = F(2);
% Ecuación
df1 = f2;
df2 = (pi*60/11.2)*3.5;
% Salida
dF = [df1;df2];
```

oscdespeje_uno.m

```
function dF=oscdespeje_uno(t,F)
% Variables f1,f2,f3,f4... dependientes de t
f1 = F(1);
f2 = F(2);
% Ecuación
df1 = f2;
df2 = (pi*60/11.2)*(2.8944-8.3955*sin(f1-1.664*pi/180));
% Salida
dF = [df1;df2];
```

dfalla2.m

```
function dF=prefalla2(t,F)

% Variables f1,f2,f3,f4... dependientes de t
f1 = F(1);
f2 = F(2);
% Ecuación
df1 = f2;
df2 = (pi*60/8)*(1.6955-5.5023*sin(f1-0.755*pi/180));
```

```
% Salida
dF = [df1;df2];
```

oscdespeje_dos.m

```
function dF=oscdespeje_dos(t,F)
% Variables f1,f2,f3,f4... dependientes de t
f1 = F(1);
f2 = F(2);
% Ecuación
df1 = f2;
df2 = (pi*60/8)*(1.6696-6.4934*sin(f1-0.847*pi/180));
% Salida
dF = [df1;df2];
```

rungekut.m

```
function [t,F]=rungekut(f,t,F0)
% Método de Runge-Kutta para el problema de valor inicial
%
% y'(t) = f(t,y(t)); y(t0)=y0;
%
% en los instantes dados por t
h = diff(t);
n = length(t);
F(1,:) = F0;
for k=1:n-1
k1 = feval(f,t(k), F(k,:))';
k2 = feval(f,t(k)+h(k)/2, F(k,:)+h(k)/2*k1)';
k3 = feval(f,t(k)+h(k)/2, F(k,:)+h(k)/2*k2)';
k4 = feval(f,t(k+1),F(k,:)+h(k)*k3)';
F(k+1,:) = F(k,:)+h(k)/6*(k1+2*k2+2*k3+k4);
end
```

APENDICE C

Tabla 7 Parámetros de los generadores síncronos

Machine	Rating			Positive Sequence impedance (%)						Zero Seq.Z (%)			
ID	Model	MVA	KV	R_a	$x_{d''}$	$x_{d'}$	x_d	$x_{q''}$	$x_{q'}$	x_q	X/R	$R0$	$X0$
Gen1	Equivalente, Polo.Saliente	247.5	16.5	1	25	35	99	-	-	66	7	1	7
Gen2	Equivalente, Polo.Saliente	163.2	18	1	19	28	155	-	-	155	7	1	7
Gen3	Equivalente, Polo.Saliente	108.8	13.8	1	19	28	155	-	-	155	7	1	7

Tabla 8 Parámetros dinámicos de los generadores síncronos

Machine	Connected Bus	Time constants (sec)				H(sec),D($Mwpu/Hz$)&Saturation				Graunding	
ID	ID	$T_{d0''}$	$T_{d0'}$	$T_{q0''}$	$T_{q0'}$	H	$\%D$	$S100$	$S120$	$Sbreak$	Conn	Type
Gen1	Bus1	-	5.25	-	-	9.55	0	1.07	1.18	0.8	Wye	solid
Gen2	Bus 2	-	6.5	-	-	6	0	1.07	1.18	0.8	Wye	solid
Gen3	Bus3	-	6.5	-	-	6	0	1.07	1.18	0.8	Wye	solid

Tabla 9 Power System Stabilizer input data (IEEE PSS1A)

Gen.ID	VSI	KS	VSTMax	VSTMin	VTMin	TDR	A1	A2	T1	T2	T3	T4	T5	T6
Gen1	speed	3.15	0.9	-0.9	0	0	0	0	0.76	0.1	0.76	0.1	1	0.1
Gen2	speed	3.15	0.9	-0.9	0	0	0	0	0.76	0.1	0.76	0.1	1	0.1
Gen3	speed	3.15	0.9	-0.9	0	0	0	0	0.76	0.1	0.76	0.1	1	0.1

Nota: KS es 10 con el ST1

Tabla 10 Exciter input data (DC1)

Gen.ID	Control Bus ID	KA	KE	KF	TA	TB	TC	TE	TF	TR	VRmax	VRmin	SEmax	SE.75	Efdmax
Gen1	Bus1	46	0.05	0.1	0.06	0	0	0.46	1	0.005	1	-0.9	0.33	0.1	2.63
Gen2	Bus2	46	0.05	0.1	0.06	0	0	0.46	1	0.005	1	-0.9	0.33	0.1	2.63
Gen3	Bus3	46	0.05	0.1	0.06	0	0	0.46	1	0.005	1	-0.9	0.33	0.1	2.63

Tabla 11 Exciter input data (AC1)

Gen.ID	Control Bus ID	KA	KC	KD	KE	KF	TA	TB	TC	TE	TF	TR	VRmax	VRmin	SEmax	SE.75	Edfmax
Gen1	Bus1	400	0.2	0.38	1	0.03	0.02	0	0	0.8	1	0	14.5	-14.5	0.1	0.03	4.18
Gen2	Bus2	400	0.2	0.38	1	0.03	0.02	0	0	0.8	1	0	14.5	-14.5	0.1	0.03	4.18
Gen3	Bus3	400	0.2	0.38	1	0.03	0.02	0	0	0.8	1	0	14.5	-14.5	0.1	0.03	4.18

Tabla 12 Exciter input data (ST1)

Gen.ID	Control Bus ID	KA	KC	KF	TA	TB	TC	TF	TR	VRmax	VRmin	Vlmax	Vlmin
Gen1	Bus1	52	0.05	0.114	0.01	0.92	0	0.6	0	4.6	0	2.4	-2.4
Gen2	Bus2	52	0.05	0.114	0.01	0.92	0	0.6	0	4.6	0	2.4	-2.4
Gen3	Bus3	52	0.05	0.114	0.01	0.92	0	0.6	0	4.6	0	2.4	-2.4

APENDICE D

Ajuste de un controlador PID para un Sistema de control de Excitación

Una gran mayoría de los sistemas de control de excitación moderna utilizan el control PID en especial los controladores de excitación rotativa, este actúa en la ruta directa del regulador para ajustar la respuesta del sistema. Los métodos clásicos utilizados en las industrias son: Asignación de polos (Polo placement), cancelación de polos y ceros (Pole-zeros cancellation).

El sistema de control excitación está compuesto por el generador síncrono, el sistema de excitación y el regulador automático de voltaje el cual contiene un controlador (PID), entre otros elementos de realimentación y de ruta directa que permiten la regulación de las variables de salida del generador (IEEE, Guide for Identification, Testing, and Evaluation of the Dynamic Performance of Excitation Control Systems, 2014).Los módulos de excitación modernos se han actualizado en términos de la mejor operación, flexibilidad, ventajas económicas, entre otros beneficios que permite la electrónica digital. Existen una gran cantidad de sistemas de excitación que necesitan ser ajustado, también hay casos en los excitadores rotativos están en buenas condiciones, pero necesitan un ajuste de los controladores; debido a que solo el regulador de voltaje analógico necesita ser reemplazado por un regulador de voltaje digital (Sajnekar , Deshpande, & Moharil, 2016)

Los métodos que se utilizarán para una sintonización eficiente del controlador PID utilizado en el AVR de los moderno del sistema de excitación rotatorio requieren un modelo que calcule con precisión el rendimiento del sistema de control de excitación en todas las condiciones operativas posibles cuando no se dispone de datos precisos del antiguo sistema de excitación rotatorio existente .Es importante mencionar que existen controladores inteligentes que trabaja en dos tipos de algoritmos, uno es un algoritmo basado en aritmética, como el sistema de control de excitación digital, y el segundo es un algoritmo basado en lógica. Al igual que los controladores lógicos Fuzzy, los controladores ANN, el controlador basado en la técnica de optimización de enjambre de partículas; estos métodos

permiten un diseño óptimo, robusto y preciso importante para construir un sistema de potencia con buena calidad dinámica y estabilidad. Sin embargo, los métodos convencionales que están disponibles para la sintonización del controlador PID del sistema de control de excitación del generador síncrono son el método de colocación de polos y el método de cancelación de polo cero, en ausencia de datos precisos del sistema, se descubre que el controlador funciona satisfactoriamente.

Para simplificar la sintonía se seleccionó el modelo de excitación rotativo tipo AC mostrado en la figura 89. La sensibilidad del controlador sintonizado por ambos métodos también se presenta con el parámetro variación como ganancia de bucle K y constante de tiempo de excitación t_e.

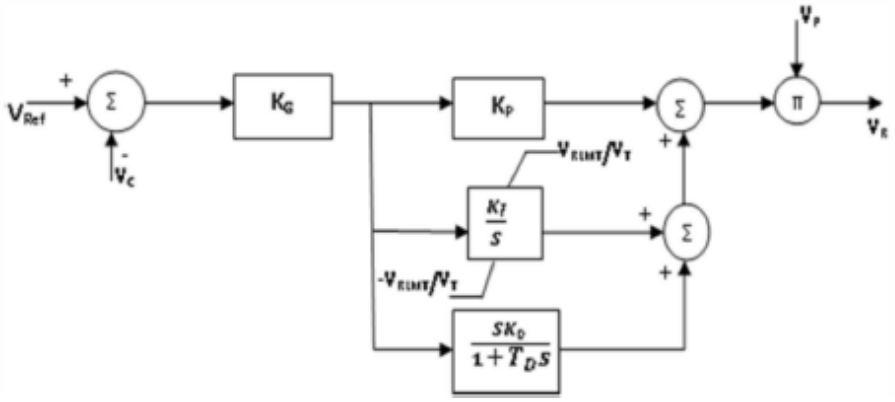


Figura 89 Modelo simplificado de AVR tipo AC

El excitador considerado para ejemplificación es para un generador de una unidad de vapor fósil (fósil steam unit) de 100 MVA, cuyos valores de constante de tiempo del generador, excitador se obtuvieron la tabla D.3 del libro de “Power System Control and Stability”, Anderson & Foud:

- Constante de tiempo del generador $T_g = 5.9\ s$
- Constante de tiempo del excitador $T_e = 0.6544s$

$$G(s) = \frac{1}{(T_g s+1)} \cdot \frac{1}{(T_e s+1)} \quad \text{(D-1)}$$

El modelo del controlador en tiempo continuo puede escribirse como:

$$G_c(s) = K_p \left(1 + \frac{1}{s \cdot T_i} + T_d \cdot s\right) \quad \text{(D-2)}$$

Cálculo de K_p , T_i T_d usando el método de asignación de polos:

Considerando que este controlador contiene un polo en el origen y dos ceros. Si se supone que los dos ceros están localizados en un mismo lugar (un cero doble), entonces $G_c(s)$ se puede escribir como:

$$G_c(s) = K \cdot \frac{(s+a)^2}{s} \quad \text{(D-3)}$$

La ecuación característica de la función de transferencia de lazo cerrado del sistema de excitación que consiste en un controlador PID, excitador y el generador se expresa del modo siguiente:

$$1 + G_c(s) \cdot G(s) = 1 + K \cdot \frac{(s+a)^2}{s} \cdot \frac{1}{(T_g s+1)} \cdot \frac{1}{(T_e s+1)} \quad \text{(D-4)}$$

Por lo tanto, sustituyendo los valores de las constate de tiempo la ecuación característica del sistema resulta ser

$$1 + G_c(s) \cdot G(s) = 1 + K \cdot \frac{(s+a)^2}{s} \cdot \frac{1}{(5.9s+1)} \cdot \frac{1}{(0.6544s+1)} \quad \text{(D-5)}$$

La ecuación D-5 puede expresarse de la siguiente manera

$$1 + G_c(s) \cdot G(s) = 1 + \frac{(s+a)^2}{s} \cdot \frac{0.259K}{(s+0.1695)(s+1.528)} \quad \text{(D-6)}$$

O bien

$$s(s + 0.1695)(s + 1.5281) + 0.259K(s + a)^2 = 0 \quad \text{(D-7)}$$

Que se puede reescribir como

$$s^3 + (0.26K + 1.7)s^2 + (0.26 + 0.52Ka)s + 0.26Ka^2 = 0 \text{ (D-8)}$$

Si se establece los polos en lazo cerrado dominantes en

$s = -3 \pm j2$

(Obsérvese que esta elección no es única. Hay infinitas posibilidades de elección de los polos en lazo cerrado.)

Sustituyendo $s = -3 \pm j2$ en la ecuación (D-8),

$(-3 + j2)^3 + (0.26K + 1.7)(-3 + j2)^2 + (0.26 + 0.52Ka)(-3 + j2) + 0.26Ka^2 = 0$

Que se puede simplificar a

$$0.26Ka^2 - 1.55Ka + 1.75K + 3.93 + j(0.78Ka - 2.33K + 22.24) = 0$$

Igualando la parte real y la parte imaginaria a cero respectivamente, se obtiene

$0.26Ka^2 - 1.55Ka + 1.75K + 3.93 = 0$ (D-9)

$0.78Ka - 2.33K + 22.24 = 0$ (D-10)

Resolviendo las ecuaciones (D-9) y (D-10) se obtiene:

K=22.7472 para $a = 1.7420$

K=-16.0002 para $a = 4.7885$

Entonces $G_c(s)$ esta dada por

$G_c(s) = 22.7472 \cdot \frac{(s+1.7420)^2}{s}$

$$= \frac{22.7472s^2 + 79.2512s + 69.0278}{s}$$

Para determinar K_p ,T_i y T_d se procede como sigue:

$= 79.2512(1 + \frac{1}{1.1481s} + 0.2870s)$ (D-11)

Así,

$K_p = 79.2512$, $T_i = 1.1481$, $T_d = 0.2870$

Para comprobar la respuesta a una entrada en escalón unitario, se obtiene la función de transferencia en lazo cerrado

$\frac{C(s)}{R(s)} = \frac{G_c(s)G(s)}{1+G_c(s)G(s)}$ (D-12)

Por lo tanto, sustituyendo la ecuación (D-11) y $G(s)$ en la ecuación D-12 desarrollando se obtiene:

$$\frac{C(s)}{R(s)} = \frac{\frac{0.259 \cdot 22.7472(s + 1.7420)^2}{s(s + 0.1695)(s + 1.5281)}}{1 + \frac{0.259 \cdot 22.7472(s + 1.7420)^2}{s(s + 0.1695)(s + 1.5281)}}$$

$$= \frac{5.8915s^2 + 20.5261s + 17.8782}{s^3 + 7.5891s^2 + 20.7851s + 17.8782}$$

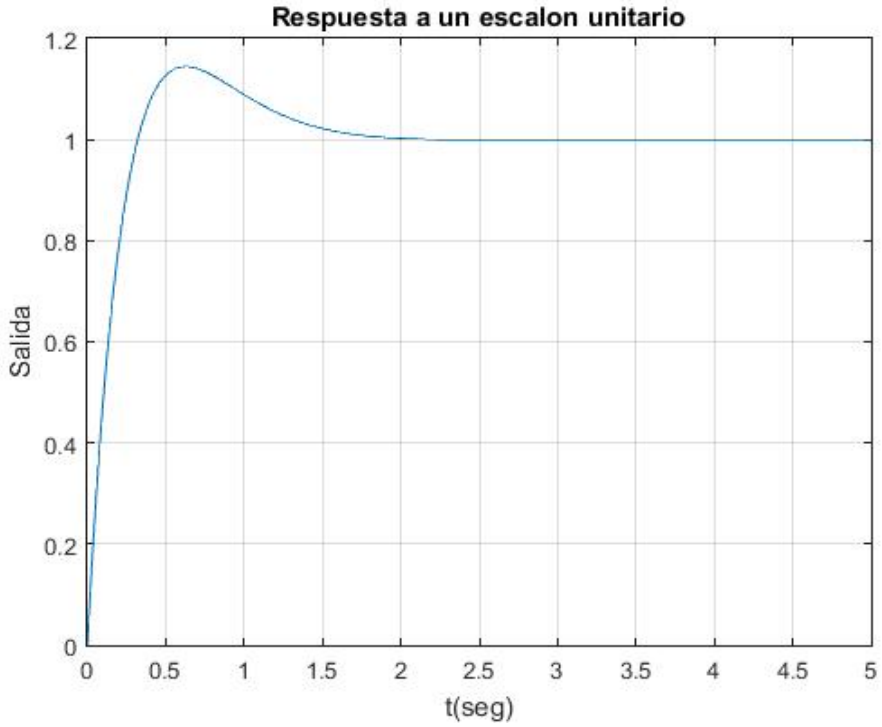


Figura 90 Respuesta a una entrada de referencia en escalón unitario de la función de transferencia en lazo cerrado del sistema de excitación del generador síncrono de 100MVA para K_p=79.2512, T_i =1.1481, T_d=0.2870.

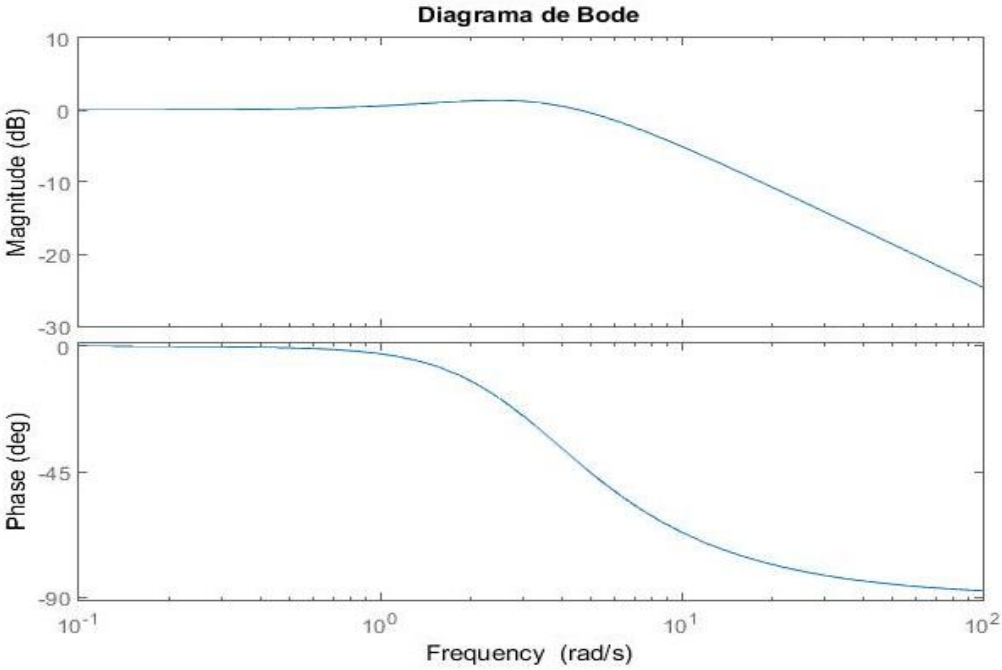


Figura 91 Respuesta en frecuencia en lazo cerrado del sistema de control de excitación del generador síncrono 100MVA para K_p=79.2512, T_i=1.1481, T_d=0.2870.

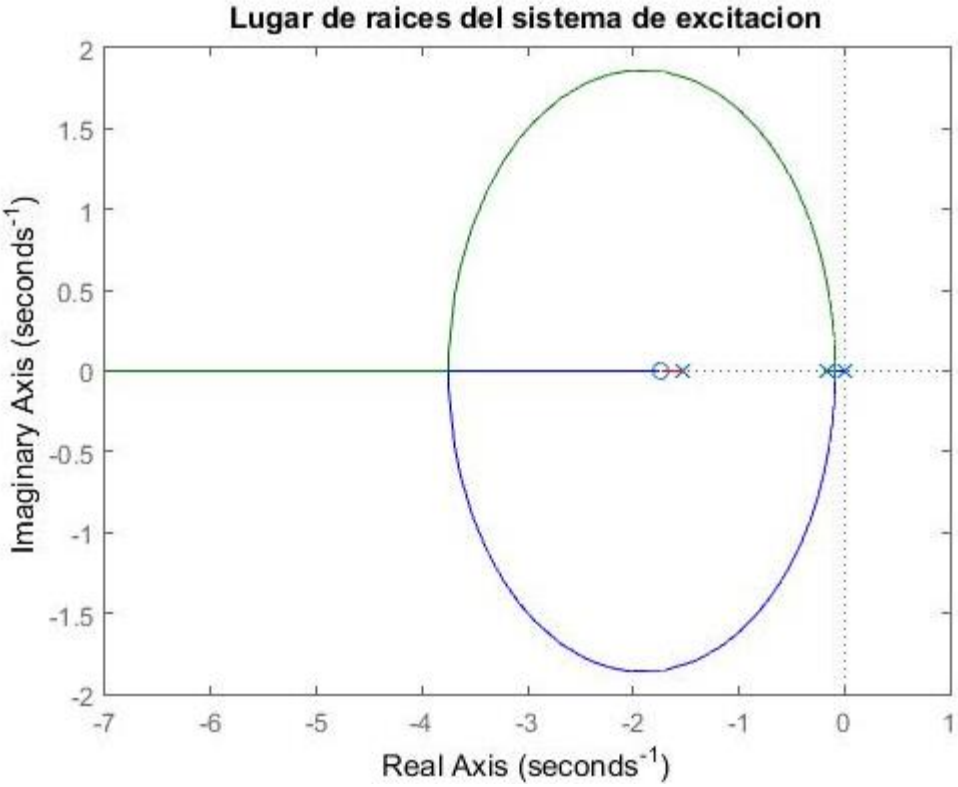


Figura 92 Lugar de raíces del sistema de control de excitación diseñado por el método de asignación de polo.

Según el estándar IEEE 421.2.1990 (IEEE, Guide for Identification, Testing, and Evaluation of the Dynamic Performance of Excitation Control Systems, 2014) los valores de índices de rendimiento para garantizar un sistema de control de excitación estable deben estar en los límites tales como: Tiempo de subida entre 0.15s a 2.55s, porcentaje de sobreimpulso entre 0 a 15%, tiempo de asentamiento entre de 0.2s a 10s, ancho de banda entre 0 a 12Hz.

Para la localización del polo dominante seleccionado este cumple con estos índices de rendimiento estadares.La figura 90 muestra respuesta a una entrada de referencia en escalón unitario de la función de transferencia en lazo cerrado del sistema de excitación del generador con un tiempo de asentamiento ($t_s = 2.25s$), una sobreelongacion de 14.4%, tiempo de subida ($t_r = 0.33s$).

La figura 91 muestra el diagrama de bode en lazo cerrado que permite puntos de interés como es el retraso fase el cual es de -59.6 grados a -3db.

El aumento en decibelios antes de la disminución indica el voltaje de sobreimpulso observado durante la respuesta a escalón unitario de voltaje mostrado en la figura 90. El ancho de banda observado es 7.6Hz. El sistema de excitación ideal mantendrá una ganancia alta con un retraso de fase mínimo, el menor retraso de fase con mayor ganancia proporciona el mejor rendimiento del sistema de excitación.