



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DINÁMICO DE
UNA CENTRAL GENERADORA BAJO LA ACCIÓN
DE DISTINTOS MODELOS DE SISTEMAS DE
EXCITACIÓN**

TESIS

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO ELÉCTRICO-ELECTRÓNICO**

PRESENTA:

ISRAEL FABIÁN ZAYAS

DIRECTOR DE TESIS:

ING. FRANCISCO CUEVAS ARTEAGA



MÉXICO D.F. CIUDAD UNIVERSITARIA 2013

Dedicatorias

A mis padres:

José Fabián López y María Elena Zayas Gil. Por su amor incondicional y apoyo que me brindaron durante toda mi vida.

A mis hermanos:

Para que sirva este trabajo de motivación para ellos y que se den cuenta que con esfuerzo todo es posible.

Agradecimientos

En primer lugar, le doy gracias a Dios por mí vida y por su amor infinito hacia mí, gracias por estar conmigo y ayudarme a salir adelante en todo momento especialmente cuando más lo requerí.

Gracias a mis padres por apoyarme en todo momento en mi formación académica ya que sin ellos no hubiese podido concluir mis estudios y mucho menos realizar este trabajo de tesis.

Deseo así mismo expresar mi gratitud al M. en C. Gilberto Enríquez Harper por haberme dado la oportunidad de realizar el Servicio Social, Prácticas Profesionales y Tesis.

No tengo palabras para expresar la gratitud que tengo hacia la incomparable Dra. Citlalli Sandoval Aguilar por haberme guiado en la elaboración de este trabajo. Gracias por todo su apoyo incondicional, por sus conocimientos que me transmitió y por su paciencia durante todo el tiempo en el que se realizó esta tesis.

Gracias a mi director de tesis Ing. Francisco Cuevas Arteaga por su entusiasmo y apoyo que me brindó en esta tesis.

Quiero agradecer al jurado conformado por el Ing. David Vázquez Ortiz, Ing. Francisco Cuevas Arteaga, Ing. Augusto Octavio Hintze, M.I. Rigel Gámez Leal, Ing. Joaquín Jorge Téllez Lendech por su contribución en la revisión de esta tesis.

Gracias a la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México por haberme abierto sus puertas, por darme la formación académica y enseñarme los principios éticos no solo para mi formación profesional sino también para mi vida.

Contenido

	Página
Dedicatorias	i
Agradecimientos	ii
Contenido	iii
Nomenclatura	vii
Índice de figuras	x
Índice de tablas	xv
Capítulo 1: Introducción	1
1.1 Introducción.....	1
1.2 Objetivos	1
1.3 Justificación.....	2
1.4. Limitaciones y alcances	3
1.5. Estructura de la tesis.....	3
Capítulo 2: El problema del comportamiento dinámico del generador con sus controles y su relación con la red asociada	5
2.1 Introducción.....	5
2.2 Aspectos fundamentales de estabilidad	6
2.3 Estabilidad del ángulo del rotor	7
2.4 Relación potencia ángulo	8
2.5 Fenómeno de estabilidad	9
2.5.1 Estabilidad de pequeña señal.....	10
2.5.2 Estabilidad transitoria.....	12
2.6 Clasificación de la estabilidad	14
Capítulo 3: La máquina síncrona	15
3.1. Introducción.....	15
3.2 Descripción de la máquina síncrona	15
3.3 Eje directo y eje en cuadratura.....	17
3.4 Descripción matemática de la máquina síncrona	17

3.4.1 Ecuaciones asociadas con el circuito del estator.....	19
3.4.2 Ecuaciones asociadas con el circuito del rotor	20
3.5 Transformación de Park ($dq0$).....	21
3.5.1 Corrientes de fase del estator en componentes $dq0$	23
3.5.2 Ecuaciones de enlaces de flujo del estator en componentes $dq0$...	23
3.5.3 Ecuaciones de enlaces de flujo del rotor en componentes $dq0$	23
3.5.4 Ecuaciones de voltaje asociadas al estator en componentes $dq0$..	24
3.6 Representación en por unidad	24
3.6.1 Cantidades base del estator	25
3.6.2 Cantidades base del rotor	25
3.6.3 Ecuaciones de voltaje del estator en por unidad	26
3.6.4 Ecuaciones de voltaje del rotor en por unidad	26
3.6.5 Ecuaciones de enlace de flujo del estator en por unidad.....	27
3.6.6 Ecuaciones de enlace de flujo del rotor en por unidad	27
3.7 Ecuaciones de movimiento	28
Capitulo 4: La función del sistema de excitación y sus modelos	29
4.1 Introducción.....	29
4.2 Sistema de excitación	29
4.3 Requerimientos de un sistema de excitación	30
4.3.1 Consideraciones del generador	30
4.3.2 Consideraciones del sistema de potencia.....	30
4.4 Elementos de un sistema de excitación	30
4.5 Tipos de sistemas de excitación.....	32
4.5.1 Sistema de excitación de corriente directa CD	32
4.5.2 Sistema de excitación de corriente alterna CA	33
4.5.3 Sistema de excitación estático.....	36
4.6 Medidas de rendimiento dinámico.....	38
4.6.1 Pruebas de rendimiento de pequeña señal	38
4.7 Modelos de sistemas de excitación.....	39
4.7.1 Tipo ESDC1A.....	40
4.7.2 Tipo ESAC1A.....	40

4.7.3 Tipo ESAC2A.....	41
4.7.4 Tipo ESAC4A.....	42
4.7.5 Tipo ESAC6A.....	42
4.7.6 Tipo ESAC8B.....	43
4.7.7 Tipo ESST1A.....	43
4.7.8 Tipo ESST2A.....	44
4.7.9 Tipo ESST3A.....	45
4.7.10 Tipo ESST4B.....	45
Capítulo 5: Simulaciones con diversos modelos de sistema de excitación.....	47
5.1 Introducción.....	47
5.2 Descripción del sistema.....	47
5.3 Ajuste de parámetros de sistemas de excitación.....	49
5.4 Determinación de los índices de respuesta de los sistemas de excitación.....	55
5.4.1 Índices de respuesta transitoria para la prueba experimental realizada en campo.....	56
5.4.2 Índices de respuesta transitoria para las simulaciones de escalón de voltaje del 1% para los sistemas de excitación con parámetros ajustados.....	57
5.4.3 Índices de respuesta transitoria para las simulaciones de escalón de voltaje del 1% para los sistemas de excitación con parámetros estándar.....	60
5.4.4 Índices de respuesta transitoria para las simulaciones de escalón de voltaje del 10% para los sistemas de excitación con parámetros estándar.....	66
5.5 Simulación dinámica utilizando distintos modelos de sistemas de excitación.....	66
5.5.1 Comportamiento angular de la Unidad Generadora PRJ-U9 para los sistemas de excitación con parámetros ajustados.....	67
5.5.2 Comportamiento angular de la Unidad Generadora PRJ-U9 para los sistemas de excitación con parámetros estándar.....	70
5.6 Efecto de los voltajes de techo en la estabilidad transitoria utilizando distintos modelos de sistemas de excitación.....	76

5.6.1 Efecto de los voltajes de techo en la estabilidad transitoria ante falla en el bus PRJ-230 utilizando los sistemas de excitación ajustados.	76
5.6.2 Efecto de los voltajes de techo en la estabilidad transitoria ante falla en el bus PRJ-230 utilizando los sistemas de excitación estándar.	80
Capítulo 6: Conclusiones	85
6.1 Conclusiones.....	85
Referencias	88

Nomenclatura

δ	Ángulo del rotor del generador
k_d	Circuito amortiguador del eje d
k_q	Circuito amortiguador del eje q
T_D	Coefficiente del par de amortiguamiento
T_S	Coefficiente del par de sincronismo
H	Constante de inercia
T_A	Constante de tiempo
T_R	Constante de tiempo del filtro
i	Corriente
i_a	Corriente de la fase a
i_b	Corriente de la fase b
i_c	Corriente de la fase c
i_{kd}	Corriente del devanado de amortiguamiento en el eje d
i_{kq}	Corriente del devanado de amortiguamiento en el eje q
i_0	Corriente del estator en el eje 0
i_d	Corriente del estator en el eje d
i_q	Corriente del estator en el eje q
i_{fd}	Corriente en el devanado de campo
f_d	Devanado de campo
a	Devanado de la fase a del estator
b	Devanado de la fase b del estator
c	Devanado de la fase c del estator
ψ	Enlace de flujo
ψ_{kd}	Enlace de flujo del circuito amortiguador en el eje d
ψ_{kq}	Enlace de flujo del circuito amortiguador en el eje q
ψ_{fd}	Enlace de flujo del devanado de campo
ψ_a	Enlace de flujo del devanado de la fase a
ψ_b	Enlace de flujo del devanado de la fase b
ψ_c	Enlace de flujo del devanado de la fase c
ψ_d	Enlace de flujo del estator en el eje d

ψ_q	Enlace de flujo del estator en el eje q
ψ_0	Enlace de flujo del estator en el eje 0
$S_E(E_1)$	Factor de saturación
f	Frecuencia
K_A	Ganancia
L	Inductancia
L_{fkd}	Inductancia mutua del devanado de campo en el eje q
L_{akd}	Inductancia mutua entre el devanado del estator y el amortiguador en el eje d
L_{akq}	Inductancia mutua entre el devanado del estator y el amortiguador en el eje q
L_{afd}	Inductancia mutua entre el devanado el estator y el devanado de campo en el eje d
L_{kkd}	Inductancia propia del circuito amortiguador en el eje d
L_{kkq}	Inductancia propia del circuito amortiguador en el eje q
L_{ffd}	Inductancia propia del devanado de campo en el eje q
$V_{RMÁX}$	Límite máximo del voltaje de excitación
$V_{RMÍN}$	Límite mínimo del voltaje de excitación
k	Numero de circuitos amortiguadores
p_f	Numero de polos de campo
P	Operador diferencial d/dt
T_a	Par de aceleración
$\Delta\omega$	Par de amortiguamiento
$\Delta\delta$	Par de sincronismo
T_e	Par eléctrico
T_m	Par mecánico
θ	Posición del rotor con relación al estator
θ_m	Posición del rotor con relación al estator en unidades mecánicas
P	Potencia
X_L	Reactancia inductiva de la línea de transmisión
X_G	Reactancia inductiva del generador
X_M	Reactancia inductiva del motor
X_T	Reactancia inductiva total
R_a	Resistencia de armadura por fase
R_{fd}	Resistencia de campo
R_{kd}	Resistencia del circuito amortiguador en el eje d

R_{kq}	Resistencia del circuito amortiguador en el eje q
r	Resistencia del circuito magnético
S_p	Sobrepaso
t	Tiempo
t_{cc}	Tiempo crítico de liberación de falla
T_S	Tiempo de estabilización
T_r	Tiempo de respuesta
\mathbb{P}	Transformación de Park
E_1	Valor de voltaje de campo
ω_r	Velocidad angular
n	Velocidad mecánica del rotor
e_0	Voltaje del estator en el eje 0
e_q	Voltaje del estator en el eje d
e_d	Voltaje del estator en el eje q
e_{fd}	Voltaje en devanado de campo
e_a	Voltaje en la fase a
e_b	Voltaje en la fase b
e_c	Voltaje en la fase c
e_1	Voltaje en terminal
e_i	Voltaje inducido
E_G	Voltaje interno del generador
E_M	Voltaje interno del motor

Índice de figuras

	Página
Figura 2.1	Representación unifilar de dos máquinas conectadas 8
Figura 2.2	Comportamiento de la transferencia de potencia, relación entre potencia-ángulo 9
Figura 2.3	Respuesta del generador con voltaje constante de campo ante un disturbio11
Figura 2.4	Respuesta de un generador con regulador automático de voltaje.12
Figura 2.5	Respuesta del ángulo del rotor para una perturbación transitoria13
Figura 2.6	Clasificación de la estabilidad del sistema eléctrico de potencia.....14
Figura 3.1	Diagrama esquemático de una máquina síncrona trifásica.16
Figura 3.2	Circuitos del rotor y estator de una máquina síncrona18
Figura 3.3	Circuito magnético.....19
Figura 4.1	Diagrama funcional de bloques de un sistema de control de excitación para un generador síncrono.....31
Figura 4.2	Representación esquemática de un sistema de excitación de CD.....33
Figura 4.3	Representación esquemática de un sistema de excitación de CA con rectificador no controlado.....34
Figura 4.4	Representación esquemática de un sistema de excitación de CA con rectificador controlado.....35
Figura 4.5	Representación esquemática de un sistema de excitación sin escobillas...36
Figura 4.6	Representación esquemática de un sistema de excitación estático con fuente de potencial y rectificador controlado.....37
Figura 4.7	Representación esquemática de un sistema de excitación estático con fuente combinada38
Figura 4.8	Respuesta típica de un sistema de excitación ante un cambio en la entrada.....39
Figura 4.9	Estructura de un modelo de sistema de excitación detallada.....40
Figura 4.10	Diagrama de bloques del sistema de excitación ESDC1A40
Figura 4.11	Diagrama de bloques del sistema de excitación ESAC1A41

Figura 4.12	Diagrama de bloques del sistema de excitación ESAC2A	41
Figura 4.13	Diagrama de bloques del sistema de excitación ESAC4A	42
Figura 4.14	Diagrama de bloques del sistema de excitación ESAC6A	42
Figura 4.15	Diagrama de bloques del sistema de excitación ESAC8A	43
Figura 4.16	Diagrama de bloques del sistema de excitación ESST1A.....	44
Figura 4.17	Diagrama de bloques del sistema de excitación ESST2A.....	44
Figura 4.18	Diagrama de bloques del sistema de excitación ESST3A.....	45
Figura 4.19	Diagrama de bloques del sistema de excitación ESST4B.....	46
Figura 5.1	Diagrama unifilar que presenta el sistema bajo estudio	48
Figura 5.2	Diagrama unifilar que presenta el bus de la central generadora de estudio	49
Figura 5.3	Escalón de voltaje del 1% para la unidad PRJ-U9	50
Figura 5.4	Comportamiento del voltaje en terminales del generador para una prueba de escalón de voltaje del 1%. Modelo ESAC1A para la unidad PRJ-U9	54
Figura 5.5	Comportamiento del voltaje en terminales del generador para una prueba de escalón de voltaje del 1%. Modelo ESST1A para la unidad PRJ-U9	54
Figura 5.6	Comportamiento del voltaje en terminales del generador para una prueba de escalón de voltaje del 1%. Modelo ESST3A para la unidad PRJ-U9	55
Figura 5.7	Simulación de escalón de voltaje del 1% aplicado al sistema de excitación ESAC1A (ajustado) de la Central Generadora PRJ-U9.	58
Figura 5.8	Simulación de escalón de voltaje del 1% aplicado al sistema de excitación ESST1A (ajustado) de la Central Generadora PRJ-U9.....	59
Figura 5.9	Simulación de escalón de voltaje del 1% aplicado al sistema de excitación ESST3A (ajustado) de la Central Generadora PRJ-U9.....	59
Figura 5.10	Simulación de escalón de voltaje del 1% aplicado al sistema de excitación ESDC1A (estándar) de la Central Generadora PRJ-U9.....	61
Figura 5.11	Simulación de escalón de voltaje del 1% aplicado al sistema de excitación ESAC1A (estándar) de la Central Generadora PRJ-U9.....	61
Figura 5.12	Simulación de escalón de voltaje del 1% aplicado al sistema de excitación ESAC2A (estándar) de la Central Generadora PRJ-U9.....	62

Figura 5.13	Simulación de escalón de voltaje del 1% aplicado al sistema de excitación ESAC4A (estándar) de la Central Generadora PRJ-U9.....	62
Figura 5.14	Simulación de escalón de voltaje del 1% aplicado al sistema de excitación ESAC6A (estándar) de la Central Generadora PRJ-U9.....	63
Figura 5.15	Simulación de escalón de voltaje del 1% aplicado al sistema de excitación ESAC8B (estándar) de la Central Generadora PRJ-U9.....	63
Figura 5.16	Simulación de escalón de voltaje del 1% aplicado al sistema de excitación ESST1A (estándar) de la Central Generadora PRJ-U9	64
Figura 5.17	Simulación de escalón de voltaje del 1% aplicado al sistema de excitación ESST2A (estándar) de la Central Generadora PRJ-U9	64
Figura 5.18	Simulación de escalón de voltaje del 1% aplicado al sistema de excitación ESST3A (estándar) de la Central Generadora PRJ-U9	65
Figura 5.19	Simulación de escalón de voltaje del 1% aplicado al sistema de excitación ESST4B (estándar) de la Central Generadora PRJ-U9	65
Figura 5.20	Comportamiento angular de la unidad generadora PRJ-U9 con sistema de excitación ESAC1A ajustado ante falla en PRJ-230 y apertura de un circuito de la LT PRJ-230 a la LT PPT-230.....	68
Figura 5.21	Comportamiento angular de la unidad generadora PRJ-U9 con sistema de excitación ESST1A ajustado ante falla en PRJ-230 y apertura de un circuito de la LT PRJ-230 a la LT PPT-230.....	69
Figura 5.22	Comportamiento angular de la unidad generadora PRJ-U9 con sistema de excitación ESST3A ajustado ante falla en PRJ-230 y apertura de un circuito de la LT PRJ-230 a la LT PPT-230.....	69
Figura 5.23	Comportamiento angular de la unidad generadora PRJ-U9 con sistema de excitación ESDC1A estándar ante falla en PRJ-230 y apertura de un circuito de la LT PRJ-230 a la LT PPT-230.....	71
Figura 5.24	Comportamiento angular de la unidad generadora PRJ-U9 con sistema de excitación ESAC1A estándar ante falla en PRJ-230 y apertura de un circuito de la LT PRJ-230 a la LT PPT-230.....	71
Figura 5.25	Comportamiento angular de la unidad generadora PRJ-U9 con sistema de excitación ESAC2A estándar ante falla en PRJ-230 y apertura de un circuito de la LT PRJ-230 a la LT PPT-230.....	72
Figura 5.26	Comportamiento angular de la unidad generadora PRJ-U9 con sistema de excitación ESAC4A estándar ante falla en PRJ-230 y apertura de un circuito de la LT PRJ-230 a la LT PPT-230.....	72

Figura 5.27	Comportamiento angular de la unidad generadora PRJ-U9 con sistema de excitación ESAC6A estándar ante falla en PRJ-230 y apertura de un circuito de la LT PRJ-230 a la LT PPT-230.....	73
Figura 5.28	Comportamiento angular de la unidad generadora PRJ A-U9 con sistema de excitación ESAC8B estándar ante falla en PRJ-230 y apertura de un circuito de la LT PRJ-230 a la LT PPT-230	73
Figura 5.29	Comportamiento angular de la unidad generadora PRJ-U9 con sistema de excitación ESST1A estándar ante falla en PRJ-230 y apertura de un circuito de la LT PRJ-230 a la LT PPT-230.....	74
Figura 5.30	Comportamiento angular de la unidad generadora PRJ-U9 con sistema de excitación ESST2A estándar ante falla en PRJ-230 y apertura de un circuito de la LT PRJ-230 a la LT PPT-230.....	74
Figura 5.31	Comportamiento angular de la unidad generadora PRJ-U9 con sistema de excitación ESST3A estándar ante falla en PRJ-230 y apertura de un circuito de la LT PRJ-230 a la LT PPT-230.....	75
Figura 5.32	Comportamiento angular de la unidad generadora PRJ-U9 con sistema de excitación ESST4B estándar ante falla en PRJ-230 y apertura de un circuito de la LT PRJ-230 a la LT PPT-230.....	75
Figura 5.33	Comportamiento del voltaje de campo del generador con valores de $V_{RMÁX}$ y $V_{RMÍN}$ ajustados y modificados, ante falla trifásica de 6 ciclos en el bus PRJ-230. Sistema de excitación modelo ESAC1A.....	78
Figura 5.34	Comportamiento del voltaje de campo del generador con valores de $V_{RMÁX}$ y $V_{RMÍN}$ ajustados y modificados, ante falla trifásica de 6 ciclos en el bus PRJ-230. Sistema de excitación modelo ESST1A	79
Figura 5.35	Comportamiento del voltaje de campo del generador con valores de $V_{RMÁX}$ y $V_{RMÍN}$ ajustados y modificados, ante falla trifásica de 6 ciclos en el bus PRJ-230. Sistema de excitación modelo ESST3A	79
Figura 5.36	Comportamiento del voltaje de campo del generador con valores de $V_{RMÁX}$ y $V_{RMÍN}$ ajustados y modificados, ante falla trifásica de 6 ciclos en el bus PRJ-230. Sistema de excitación modelo ESDC1A.....	81
Figura 5.37	Comportamiento del voltaje de campo del generador con valores de $V_{RMÁX}$ y $V_{RMÍN}$ ajustados y modificados, ante falla trifásica de 6 ciclos en el bus PRJ-230. Sistema de excitación modelo ESAC1A.....	82
Figura 5.38	Comportamiento del voltaje de campo del generador con valores de $V_{RMÁX}$ y $V_{RMÍN}$ ajustados y modificados, ante falla trifásica de 6 ciclos en el bus PRJ-230. Sistema de excitación modelo ESAC2A.....	82

Figura 5.39	Comportamiento del voltaje de campo del generador con valores de $V_{RMÁX}$ y $V_{RMÍN}$ ajustados y modificados, ante falla trifásica de 6 ciclos en el bus PRJ-230. Sistema de excitación modelo ESAC4A.....	83
Figura 5.40	Comportamiento del voltaje de campo del generador con valores de $V_{RMÁX}$ y $V_{RMÍN}$ ajustados y modificados, ante falla trifásica de 6 ciclos en el bus PRJ-230. Sistema de excitación modelo ESST1A	83
Figura 5.41	Comportamiento del voltaje de campo del generador con valores de $V_{RMÁX}$ y $V_{RMÍN}$ ajustados y modificados, ante falla trifásica de 6 ciclos en el bus PRJ-230. Sistema de excitación modelo ESST2A	84
Figura 5.42	Comportamiento del voltaje de campo del generador con valores de $V_{RMÁX}$ y $V_{RMÍN}$ ajustados y modificados, ante falla trifásica de 6 ciclos en el bus PRJ-230. Sistema de excitación modelo ESST3A	84

Índice de tablas

		Página
Tabla 5.1	Parámetros ajustados del sistema de excitación ESAC1A	51
Tabla 5.2	Parámetros ajustados del sistema de excitación ESST1A.....	52
Tabla 5.3	Parámetros ajustados del sistema de excitación ESST3A.....	53
Tabla 5.4	Sistemas de excitación utilizados en las simulaciones	56
Tabla 5.5	Rangos establecidos por la norma IEEE Std. 421.2 para índices de respuesta de sistemas de excitación	56
Tabla 5.6	Índices de respuesta para la prueba experimental obtenida en campo	57
Tabla 5.7	Índice de respuesta para los sistemas de excitación ajustados.....	57
Tabla 5.8	Comparación de índices de respuesta para los sistemas de excitación ajustados con respecto a la prueba experimental.....	57
Tabla 5.9	Índices de respuesta para escalón de voltaje del 1 % utilizando parámetros estándar para diferentes sistemas de excitación	60
Tabla 5.10	Índices de respuesta para escalón de voltaje del 10% utilizando parámetros estándar para diferentes sistemas de excitación	66
Tabla 5.11	Límites de estabilidad para sistemas de excitación con parámetros ajustados.....	68
Tabla 5.12	Límites de estabilidad para distintos modelos de sistemas de excitación utilizados con parámetros estándar	70
Tabla 5.13	Valores de $V_{RMÁX}$ y $V_{RMÍN}$ utilizados para los sistemas de excitación ajustados.....	77
Tabla 5.14	Límites de estabilidad para distintos modelos de sistemas de excitación utilizados con valores de $V_{RMÍN}$ y $V_{RMÁX}$ modificados	77
Tabla 5.15	Valores de $V_{RMÁX}$ y $V_{RMÍN}$ utilizados para los sistemas de excitación estándar	80
Tabla 5.16	Límites de estabilidad para distintos modelos de sistemas de excitación utilizados con valores de $V_{RMÍN}$ y $V_{RMÁX}$ modificados	81

Capítulo 1 Introducción

1.1 Introducción

La estabilidad de un sistema eléctrico de potencia ha sido una de las principales áreas de estudio desde que se empezó a generar y transmitir energía eléctrica. A medida que la red fue creciendo en forma continua, la preocupación aumentó debido a que era más difícil de mantener la estabilidad ante un disturbio [1].

Este trabajo presenta un estudio del comportamiento dinámico de una Central Generadora ante un disturbio severo, con el fin de analizar la respuesta utilizando diversos modelos de sistemas de excitación para el generador síncrono.

El interés principal se centra en analizar la capacidad de respuesta de los sistemas de excitación, para poder plantear una forma de contribuir a mantener la estabilidad del sistema eléctrico de potencia y poder determinar los límites de estabilidad.

El mantener la estabilidad del sistema eléctrico de potencia es muy importante debido a que cuando ocurre un disturbio en un sistema eléctrico de potencia hay una reacción general de los generadores para contrarrestar la perturbación, de esta forma la máquina síncrona empieza a perder el sincronismo o en casos extremos debido a la alta velocidad del rotor se producen esfuerzos mecánicos que no son soportados por la estructura del generador y puede llegar a destruirse [2].

Para resolver este problema, se han instalado sofisticados equipos de control y esquemas de protección para mejorar la estabilidad del sistema de potencia. Los sistemas de excitación adicionados con equipos de control mantienen el voltaje en terminales del generador y ayudan mantener la estabilidad del sistema eléctrico de potencia [1].

El sistema de excitación debe ser capaz de responder rápidamente ante un disturbio para poder mantener el voltaje de campo del generador. Por esta razón en los últimos años se ha tenido una tendencia creciente al diseño de sistemas de excitación de alta velocidad para ayudar a mantener la estabilidad, estos dispositivos permiten la transmisión de más potencia a largas distancias con un sistema dado [2, 3].

1.2 Objetivos

Con la ayuda del simulador Power System Simulator Engineering (PSS®E Versión 32) se realizarán simulaciones digitales para analizar el comportamiento en estado

transitorio de una red de dimensiones reales y así determinar la estabilidad del sistema y el impacto de los sistemas de excitación en la mejora de la estabilidad del mismo.

Ajustar los parámetros del sistema de excitación de una unidad generadora de 261 MVA del sistema con el fin de poder simular el mismo comportamiento que presenta en la realidad. Esto se realiza a partir de una curva de escalón de voltaje que se obtuvo mediante una prueba experimental en campo.

Es necesario evaluar el desempeño de distintos modelos de sistemas de excitación cuando se aplica a la unidad generadora seleccionada, tanto con parámetros ajustados como estándar. Esto se realiza por medio del cálculo de los índices de respuesta transitoria a partir de la simulación obtenida de un escalón de voltaje.

Realizar la simulación dinámica de un sistema real, utilizando los diversos modelos de sistemas de excitación con el fin analizar el comportamiento ante un disturbio severo y determinar los límites de estabilidad para una central generadora.

1.3 Justificación

En la actualidad, la energía eléctrica se ha convertido en uno de los principales recursos para el uso y desarrollo de la humanidad, por esta razón es de gran importancia realizar estudios de estabilidad al sistema eléctrico de potencia.

Los estudios de estabilidad evalúan el impacto de disturbios en el comportamiento dinámico del sistema eléctrico de potencia con el propósito de asegurar su comportamiento apropiado. Los modelos del sistema usados en tales estudios son extensos debido a que el sistema eléctrico de potencia es grande y esta interconectado con cientos de generadores [4].

Estos generadores están asociados con sistemas de control como sistemas de excitación y gobernadores de turbina, que se modelan con el fin de simular apropiadamente el correcto funcionamiento dinámico del sistema eléctrico de potencia.

Por consiguiente siendo los generadores síncronos la principal fuente de energía, deben ser estudiados cuidadosamente y considerados bajo condiciones de grandes disturbios para poder garantizar la operación segura e ininterrumpida del sistema eléctrico de potencia.

La estabilidad es importante ya que los grandes generadores están interconectados y en sincronismo, por lo que la presencia de una perturbación puede provocar que estos pierdan esa condición de sincronismo. También es importante considerar que la pérdida de la estabilidad del sistema depende del tipo de falla y la duración de ésta [2].

La pérdida del sincronismo implica que se tengan ciertas consecuencias, tales como la interrupción de la generación y por lo tanto una interrupción del suministro de energía eléctrica. Otra consecuencia más importante es el propio generador que debido al disturbio pueda dar lugar a que se acelere su rotor hasta el punto que pueda dañarse o destruirse, por estas razones es de gran importancia el estudio de estabilidad del sistema eléctrico de potencia.

1.4. Limitaciones y alcances

De acuerdo con el capítulo siguiente, la estabilidad puede ser estudiada en tres diferentes variables que son estabilidad angular, estabilidad de voltaje y estabilidad de frecuencia, sin embargo, en este trabajo solo se realizará un análisis de estabilidad angular.

El alcance para este trabajo es analizar el comportamiento angular de una unidad generadora en particular de un sistema de potencia real para determinar los límites de estabilidad ante un disturbio. Además de analizar el comportamiento de esa unidad y su impacto en el resto del sistema al aplicar diversos modelos de sistemas de excitación.

1.5. Estructura de la tesis

Esta tesis comprende seis capítulos, que se describen a continuación.

- Capítulo 1 **Introducción**: Se describe la idea general, los objetivos, motivos, las limitaciones y alcances de este trabajo. También se presenta una explicación de la relación e importancia de los sistemas de excitación para la estabilidad del sistema eléctrico de potencia.
- Capítulo 2 **El problema del comportamiento dinámico del generador y su relación con la red asociada**: En este capítulo se describen generalidades del problema de estabilidad en el sistema eléctrico de potencia, junto con definiciones para el entendimiento del problema, también se clasifica la estabilidad de modo que sea más práctico su análisis y entendimiento.
- Capítulo 3 **La máquina síncrona**: Se describe en forma general el funcionamiento de la máquina síncrona junto con sus ecuaciones que modelan el comportamiento para el análisis de estabilidad del sistema eléctrico de potencia.
- Capítulo 4 **Sistemas de excitación**: Se describe la función principal del sistema de excitación junto con sus características, además se analizan los diferentes tipos de sistemas de excitación y así como modelos que los representan.

- Capítulo 5 **Simulación dinámica con diversos modelos de sistema de excitación:** Una vez que se plantearon las bases para el entendimiento de este trabajo, se utiliza un sistema eléctrico de potencia de dimensiones reales con el cual se realiza el ajuste de parámetros que tendría el sistema de excitación de una unidad generadora cuando se contemplan los tipos ESAC1A, ESST1A y ESST3A que se denominan en esta tesis como ajustados. También se analiza el desempeño de otros sistemas de excitación cuando sus parámetros tienen valores típicos y que en este trabajo se denominan sistemas de excitación estándar. Posteriormente se realiza un análisis del comportamiento del sistema de potencia a través de cálculo del tiempo crítico de liberación de falla cuando se usan diferentes sistemas de excitación en uno de sus generadores y se presenta una falla trifásica en el lado de alto voltaje del transformador de la unidad. Al final de este capítulo se modifican los valores de $V_{RMÍN}$ y $V_{RMÁX}$ con el propósito de mejorar la estabilidad transitoria ante un disturbio severo.
- Capítulo 6 **Conclusiones:** Se describen las conclusiones de la Tesis.

Capítulo 2 El problema del comportamiento dinámico del generador con sus controles y su relación con la red asociada

2.1 Introducción

La estabilidad del sistema eléctrico de potencia ha sido un tema complejo e importante hasta ahora en estos días, por lo que se debe realizar un análisis detallado de los factores que producen este fenómeno [2].

Este capítulo presenta un panorama general de la importancia que tiene la estabilidad en los sistemas eléctricos de potencia incluyendo las definiciones de términos y clasificación para proporcionar una visión general de los fenómenos de estabilidad del sistema eléctrico de potencia.

La estabilidad del sistema eléctrico de potencia se reconoció como un problema en el año de 1920 debido al crecimiento de la demanda de energía y por tanto fueron aumentando su capacidad las Plantas Generadoras, lo que provocó que se dificultara mantener la estabilidad ante un disturbio. Las primeras pruebas de laboratorio se realizaron experimentalmente para sistemas pequeños, posteriormente en 1925 se reportaron los primeros resultados de estabilidad realizados en sistemas reales en campo [2, 5, 6].

La pérdida de la estabilidad se presentó principalmente debido a cortocircuitos y a otras alteraciones del sistema eléctrico de potencia, el tiempo de liberación de falla en ese entonces era lento del orden de 0.5 a 2 segundos o más.

Los métodos utilizados para el análisis dependían de la evolución de la teoría de estabilidad de los sistemas dinámicos y de la computación. Por lo que se utilizaron reglas de cálculo, calculadoras mecánicas y técnicas de gráficos como el criterio de áreas iguales para poder llevar a cabo el análisis de estabilidad para dos máquinas y con modelos simples [2].

A medida que la red eléctrica creció, la complejidad de los problemas de estabilidad aumentó, los sistemas ya no podían ser tratados como sistemas de dos máquinas. En 1930 se desarrolló un analizador de red que, es un modelo a escala de un sistema de corriente alterna con resistencias ajustables, reactores, condensadores y fuentes de voltaje que representan el sistema eléctrico de potencia. Este desarrollo permitió el análisis de los sistemas multimáquina, sin embargo la ecuación de oscilación todavía tenía que ser resuelta a mano utilizando integración numérica paso a paso [2].

En la década de 1950, las computadoras análogas electrónicas se utilizaron para el análisis de los problemas de la máquina sincrónica que requieren de modelos detallados. También se vio la evolución de las computadoras digitales, se desarrolló el primer programa de computadora digital para el análisis de la estabilidad del sistema eléctrico de potencia.

Desde la década de 1960 se puso mayor interés a los temas relacionados con estabilidad transitoria del sistema eléctrico de potencia. Se desarrollaron programas muy potentes, con capacidades para la representación de sistemas muy grandes y con modelos detallados. Esto se facilitó en gran medida por la evolución de los métodos numéricos y la tecnología informática digital. También se realizaron importantes avances en el modelado de las máquinas síncronas, sistemas de excitación y cargas.

Además, se han logrado mejoras en estabilidad transitoria de sistemas eléctricos de potencia a través del uso de la alta velocidad de liberación de fallas, y de la alta respuesta inicial de los sistemas de excitación.

En la actualidad se ha llevado a cabo una importante labor de investigación y desarrollo para lograr una mejor comprensión de la estabilidad del sistema eléctrico de potencia. Los avances en la computación, la teoría de control y en los métodos numéricos han tenido una influencia significativa en el desarrollo de los estudios de estabilidad.

2.2 Aspectos fundamentales de estabilidad

Un sistema eléctrico de potencia en estado estacionario es estable para una condición de funcionamiento en estado estacionario particular, si después de cualquier disturbio, alcanza una condición de funcionamiento en estado estacionario idéntico o cercano a la condición de funcionamiento antes del disturbio [1].

Un disturbio en un sistema eléctrico de potencia es un cambio repentino o una secuencia de cambios en uno o más parámetros del sistema. Los disturbios pueden ser grandes o pequeños de acuerdo con su origen. Un disturbio grande es uno para el cual las ecuaciones no lineales que describen la dinámica del sistema de eléctrico potencia no se pueden linealizar de forma válida para propósitos de análisis. Un disturbio pequeño es uno para el cual las ecuaciones que describen la dinámica del sistema eléctrico de potencia pueden ser linealizadas para propósito de análisis [4].

Por otro lado, la inestabilidad en un sistema eléctrico de potencia se puede manifestar de muchas formas, dependiendo de la configuración del sistema y del modo de funcionamiento.

El problema de la estabilidad se enfoca principalmente en mantener el funcionamiento síncrono ya que los sistemas de potencia se basan en máquinas síncronas para la generación de energía eléctrica, la condición necesaria para el funcionamiento adecuado del sistema es que todas las máquinas permanezcan en sincronismo. Este aspecto de la estabilidad es influenciado por la dinámica del ángulo del rotor del generador y de la relación potencia-ángulo [2].

La importancia en un análisis de estabilidad es el comportamiento del sistema eléctrico de potencia cuando se somete a una perturbación transitoria. Las alteraciones pueden ser pequeñas o grandes, el sistema debe ser capaz de operar satisfactoriamente bajo estas condiciones y suministrar la máxima cantidad de carga.

También debe ser capaz de sobresalir a numerosas perturbaciones graves tales como un corto circuito en una línea de transmisión, la pérdida de un generador de gran tamaño o de carga o la pérdida de un enlace entre dos subsistemas.

La respuesta del sistema ante una perturbación depende principalmente del equipo de protección y control, al presentarse un disturbio se aislara por medio de relevadores e interruptores lo que provocara variaciones en la transferencia de potencia, velocidad del rotor de la máquina y voltajes en buses; por lo que los reguladores de voltaje del sistema se accionarán con las variaciones de voltaje en terminales del generador.

2.3 Estabilidad del ángulo del rotor

La estabilidad del ángulo del rotor es la capacidad de las máquinas síncronas interconectadas de un sistema eléctrico de potencia para permanecer en sincronismo. El problema de la estabilidad implica el estudio de las oscilaciones electromecánicas en los sistemas de potencia. Para poder entender claramente los conceptos de estabilidad se describe las características de una máquina síncrona, que con detalle se explica en el siguiente capítulo [2].

Una máquina síncrona consta de dos elementos esenciales: el campo y la armadura, el campo está en el rotor y la armadura en el estator. El devanado de campo es excitado por corriente directa y cuando el rotor es impulsado por una turbina, el campo magnético giratorio del devanado de campo induce voltajes alternos de igual magnitud y desplazados 120° eléctricos entre si, en los devanados trifásicos de la armadura. La frecuencia de los voltajes inducidos y de las corrientes que fluyen en los devanados del estator al conectar una carga varían dependiendo de la velocidad el rotor.

Cuando dos o más máquinas están interconectadas los voltajes y corrientes de todas las máquinas deben estar a la misma frecuencia. Por lo tanto, los rotores de todas las máquinas síncronas que están interconectadas deben estar en sincronismo.

En un generador los campos del estator y rotor reaccionan entre si y se produce un par electromagnético, este par electromagnético se opone a la rotación del rotor de manera que el par mecánico debe ser aplicado por el primo motor para mantener la rotación. El par eléctrico o potencia de salida del generador cambia sólo si cambia la entrada del par mecánico del motor primario (turbina).

Al aumentar la entrada del par mecánico avanza el rotor una nueva posición con relación al campo magnético giratorio del estator, por el contrario al reducir el par de mecánico o potencia de entrada retardara la posición del rotor.

2.4 Relación potencia ángulo

Una característica importante que influye en la estabilidad del sistema de eléctrico potencia es la relación entre potencia y el intercambio de posiciones angulares de los rotores de las máquinas síncronas, esta relación es altamente no lineal.

Para poder entender este concepto observemos la Figura 2.1 en la que se muestran dos máquinas síncronas conectadas por una línea de transmisión con una reactancia inductiva X_L se supone que la Máquina 1 representa una potencia alimentando a un motor síncrono representado por la Máquina 2.

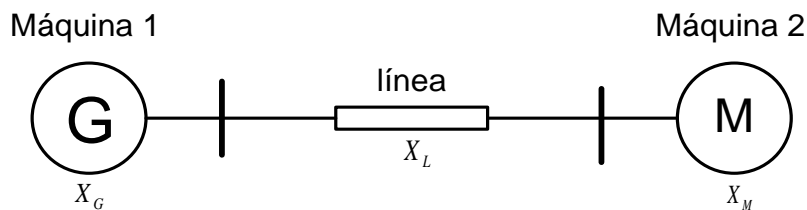


Figura 2.1 Representación unifilar de dos máquinas conectadas

La potencia que se transfiere desde el generador al motor es una función de la separación angular δ entre los rotores de las dos máquinas, esta separación angular se debe a tres componentes: ángulo interno del generador δ_G (ángulo con que el rotor del generador lleva el campo giratorio del estator); diferencia angular entre los voltajes en terminales del generador-motor y el ángulo interno del motor [2].

La potencia entregada del generador hacia el motor está dada por [2]:

$$P = \frac{E_G E_M}{X_T} \sin \delta \quad 2.1$$

Donde:

$$X_T = X_G + X_L + X_M$$

La gráfica correspondiente a la relación potencia ángulo se muestra en la Figura 2.2 esta curva es la representación a partir de modelos de máquinas síncronas idealizados y se observa que de la ecuación 2.1 la potencia varia con el seno del ángulo lo que hace que sea una función no lineal. Cuando el ángulo es cero no hay transferencia de potencia a medida que incrementa el ángulo la potencia aumenta hasta llegar a un máximo, después de 90° disminuye la potencia transferida.

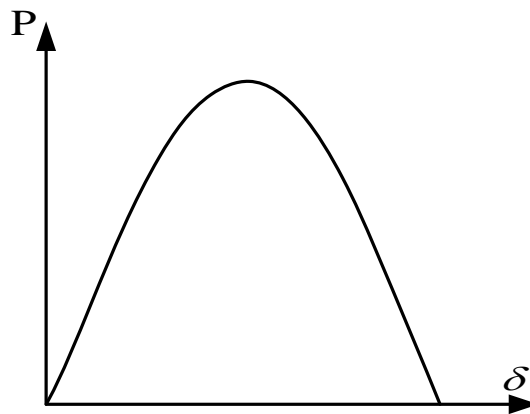


Figura 2.2 Comportamiento de la transferencia de potencia, relación entre potencia-ángulo

2.5 Fenómeno de estabilidad

La estabilidad es una condición de equilibrio entre dos fuerzas opuestas, bajo condiciones de estado estable sí existe un equilibrio entre el par de entrada mecánica y el par de salida eléctrico de cada máquina, de esta forma la velocidad se mantiene constante. Si en el sistema eléctrico de potencia se presenta un disturbio este equilibrio se altera resultando una aceleración o desaceleración de los rotores de las máquinas.

Cuando una máquina pierde el sincronismo con el resto del sistema, su rotor funciona a una velocidad mayor o menor de la que se requiere para generar los voltajes en

frecuencia del sistema por lo que las protecciones se deben encargar de aislar la máquina síncrona inestable del sistema.

De acuerdo con un sistema eléctrico de potencia, el cambio en el par eléctrico de una máquina síncrona se puede resolver en dos componentes:

$$\Delta T_e = T_S \Delta \delta + T_D \Delta \omega$$

Donde:

$T_S \Delta \delta$ = Par de sincronismo

T_S Es el coeficiente de par de sincronismo

$T_D \Delta \omega$ = Par de amortiguamiento

T_D Es el coeficiente de par de amortiguamiento.

La estabilidad del sistema depende de la existencia de ambos componentes de par para cada una de las máquinas síncronas. La falta de suficiente par de sincronismo resulta inestabilidad a través de una desviación aperiódica en el ángulo del rotor. De otra manera la falta de suficiente par de amortiguación resulta como inestabilidad oscilatoria [2].

Por conveniencia en análisis es útil caracterizar el fenómeno de estabilidad del ángulo del rotor en términos de las dos categorías siguientes.

2.5.1 Estabilidad de pequeña señal

Es la capacidad del sistema eléctrico de potencia para mantener el sincronismo bajo pequeñas perturbaciones. Éstas alteraciones se producen regularmente en el sistema debido a pequeñas variaciones en la carga y generación. Los disturbios se consideran lo suficientemente pequeños para la linealidad de las ecuaciones del sistema para ser admisible a efectos del análisis.

En este caso la inestabilidad puede presentarse de dos formas: aumento constante en el ángulo del rotor debido a la falta de par de sincronismo o amplitudes cada vez mayores de las oscilaciones del rotor debido a la falta de par de amortiguamiento.

La naturaleza de la respuesta del sistema a pequeña señal depende de factores incluyendo la operación inicial, la fuerza de transmisión del sistema y el tipo de control del sistema de excitación del generador utilizado.

La Figura 2.3 muestra la respuesta del generador sin control de voltaje de campo, es decir con voltaje de campo constante, la inestabilidad se presenta debido a la falta de

suficiente par de sincronismo. Esto se traduce en un modo no oscilatorio tal como se muestra en la Figura 2.3.

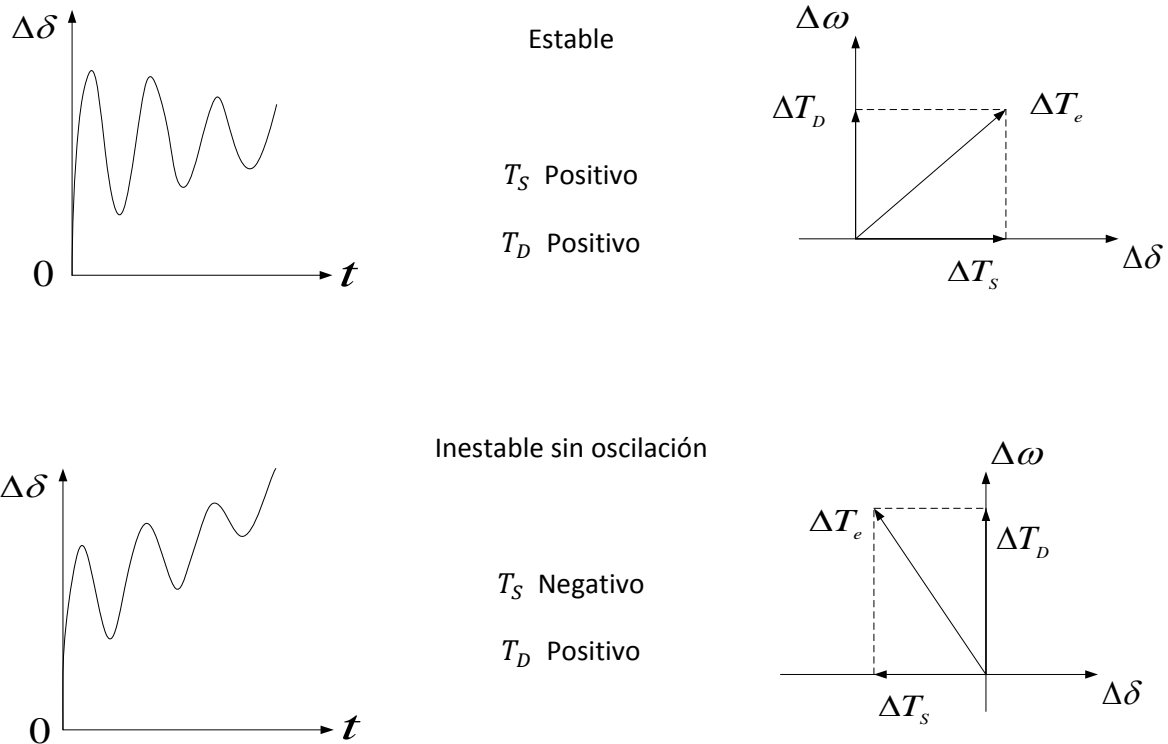


Figura 2.3 Respuesta del generador con voltaje constante de campo ante un disturbio

Para la Figura 2.4 se observa la respuesta de un generador con un control automático de voltaje de acción continua. El problema de estabilidad de pequeña perturbación es asegurar la suficiente amortiguación de las oscilaciones del sistema. La inestabilidad es normalmente a través de oscilaciones crecientes.

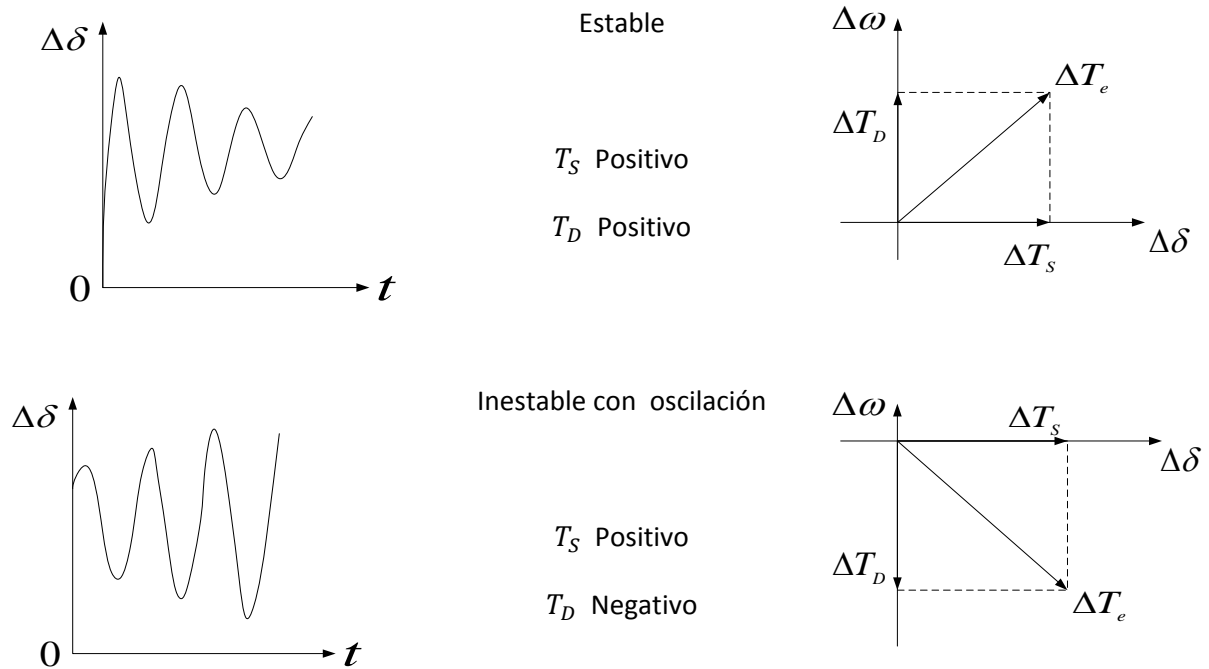


Figura 2.4 Respuesta de un generador con regulador automático de voltaje.

2.5.2 Estabilidad transitoria

La estabilidad transitoria es la capacidad del sistema eléctrico de potencia cuando es sometida a una perturbación transitoria severa. La respuesta resultante del sistema implica grandes variaciones en el ángulo del rotor del generador y está influenciada por la relación no lineal de potencia-ángulo. En este caso la estabilidad depende del estado de funcionamiento inicial del sistema y de la severidad de la perturbación.

Existen perturbaciones de diversos grados de severidad y con diferente probabilidad de ocurrencia en el sistema. Sin embargo el sistema debe operar de modo que sea estable al presentarse una contingencia.

Las contingencias por lo general son cortos circuitos de diferentes tipos: fase-tierra, bifásico-tierra o trifásico-tierra. Generalmente se producen en líneas de transmisión a veces en buses o en un transformador. El fallo se supone que se aísla por la apertura de los interruptores.

La Figura 2.5 muestra las respuestas del ángulo del rotor para un caso estable y para dos casos inestables:

Caso 1: caso estable, el ángulo del rotor aumenta hasta un máximo después disminuye y oscila decrecientemente hasta llegar al punto de estabilización.

Caso 2: el ángulo del rotor continúa aumentando e intenta hacer una oscilación hasta perder el sincronismo. Esta forma de inestabilidad se conoce como primera oscilación de inestabilidad y es causada por insuficiente par de sincronismo.

Caso 3: en principio el sistema es estable pero conforme las oscilaciones empiezan a crecer se vuelve inestable.

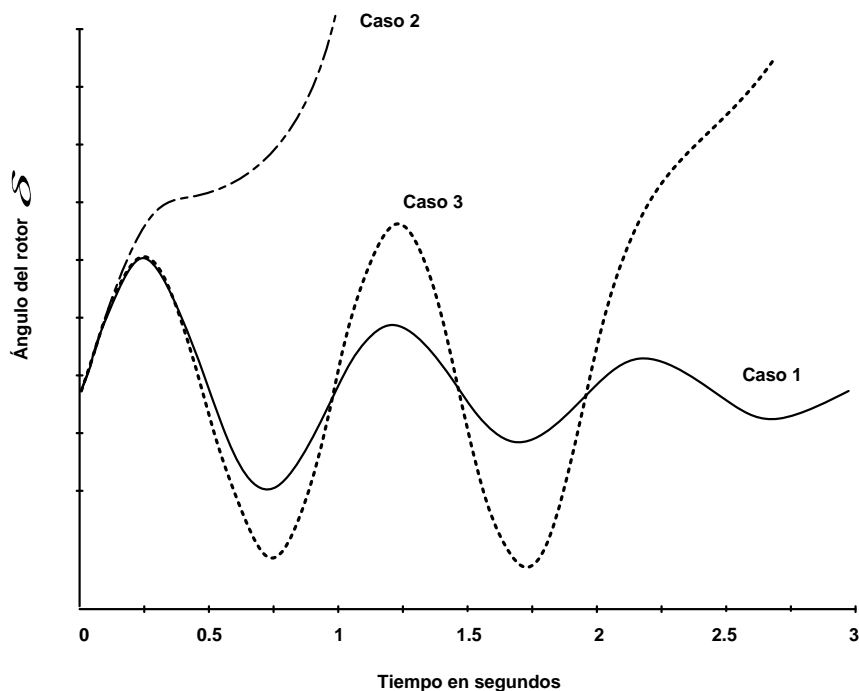


Figura 2.5 Respuesta del ángulo del rotor para una perturbación transitoria

En los sistemas de gran potencia la inestabilidad transitoria no siempre se puede mostrar como primera oscilación de inestabilidad sino que pueden combinarse varios modos de oscilación y dar como resultado más de la primera oscilación. En estudios de estabilidad transitoria el tiempo de estudio se limita de tres a cinco segundos o en sistemas de gran potencia puede ser hasta diez segundos.

2.6 Clasificación de la estabilidad

La estabilidad del sistema eléctrico de potencia es un problema único, sin embargo no es práctico estudiarlo como tal, como se vio en este capítulo la estabilidad puede estar influenciada por una amplia gama de factores. Para el análisis de problemas de estabilidad se identifican factores esenciales que contribuyen a la inestabilidad, éstos se basan en lo siguiente.

- La naturaleza física de la inestabilidad resultante.
- El tamaño considerado del disturbio.
- El método adecuado de cálculo y predicción de estabilidad.

En la Figura 2.6 se muestra una visión general del problema de estabilidad del sistema eléctrico de potencia, identificando sus clases y subclases. A pesar de que las tres categorías se refieren a diferentes aspectos del problema de estabilidad, en términos de análisis y simulación son de gran importancia en conjunto para determinar la estabilidad de un sistema eléctrico de potencia.

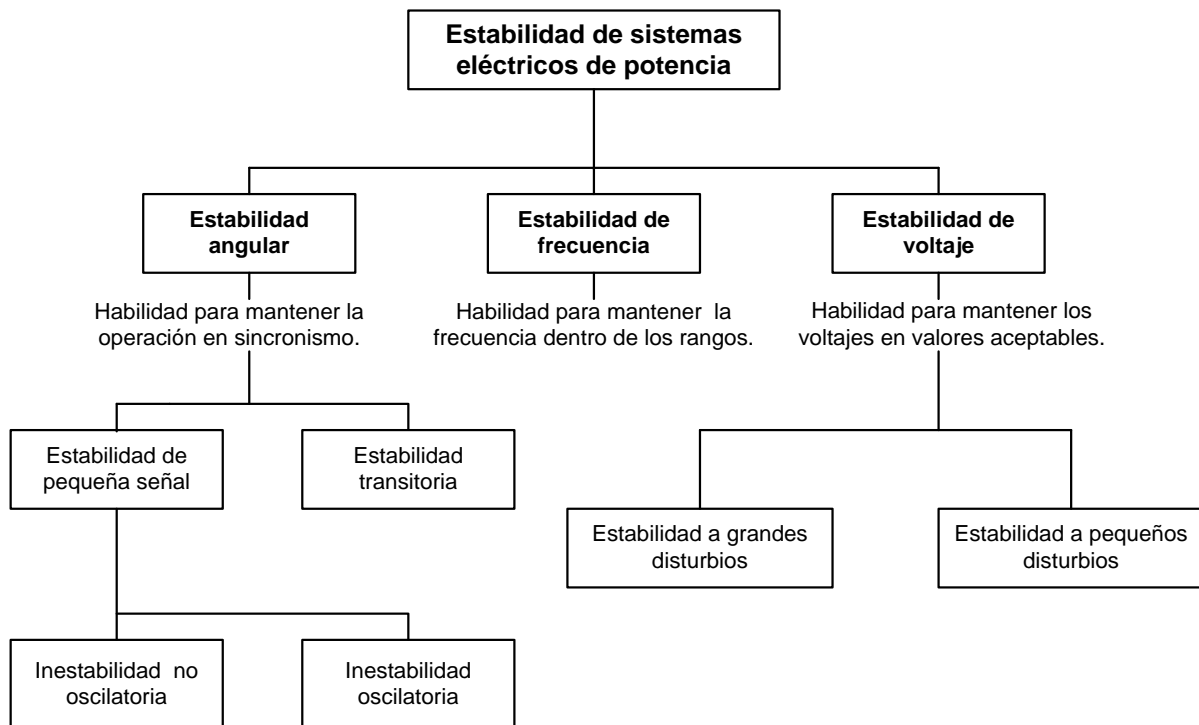


Figura 2.6 Clasificación de la estabilidad del sistema eléctrico de potencia

Capítulo 3 La máquina síncrona

3.1. Introducción

El generador de corriente alterna (CA) impulsado por una turbina para convertir energía mecánica en eléctrica es la principal fuente de generación de potencia en el mundo [4].

El generador pertenece al grupo de las llamadas máquinas síncronas y está basado en el principio de la inducción electromagnética enunciado por Michael Faraday en 1831 [7].

El problema de la estabilidad en el sistema eléctrico de potencia es en gran parte mantener el sincronismo entre las máquinas síncronas interconectadas, por lo tanto, la comprensión de sus características y comportamiento dinámico de sus modelos son de importancia fundamental para el estudio de la estabilidad del sistema de potencia [2].

3.2 Descripción de la máquina síncrona

Las dos partes principales de la máquina síncrona son estructuras ferromagnéticas. La parte estacionaria que es esencialmente un cilindro hueco, se llama estator o armadura y tiene ranuras longitudinales en las que hay bobinas conocidas como devanados de armadura. El rotor es la parte de la máquina síncrona que se monta sobre una flecha y rota dentro del estator, al devanado del rotor se le conoce como devanado de campo [4].

El devanado de campo lleva la corriente directa necesaria para producir un campo magnético que induce voltajes alternos en el devanado de armadura.

El devanado de armadura generalmente funciona a un voltaje que es considerablemente mayor que la del campo y por lo tanto requieren más espacio para su aislamiento. También están sujetos a altas corrientes transitorias y deben tener suficiente resistencia mecánica.

Entre la superficie cilíndrica interna del estator y externa del rotor se encuentra un pequeño espacio de aire que se conoce como entrehierro y cuyo espesor puede variar de algunos milímetros hasta algunos centímetros pasando de las máquinas pequeñas a las de gran potencia.

Existen dos estructuras básicas del rotor dependiendo de su velocidad: rotor de polos salientes y rotor cilíndrico.

Las máquinas de polos salientes como lo son las que operan en plantas hidroeléctricas operan a bajas velocidades y por lo tanto se requiere un número grande de polos para producir la frecuencia nominal. Por otro lado, los rotores cilíndricos como los usados en los generadores con turbinas de vapor y gas funcionan a altas velocidades y requieren de un menor número de polos [2, 7].

En cualquier caso la frecuencia a la que se genera depende del número de polos y de la velocidad de giro del rotor y está dada por la expresión:

$$f = \frac{p_f n}{120} \quad 3.1$$

Donde n es la velocidad en rev/min, f es la frecuencia en Hz, P_f es el número de polos de campo.

La Figura 3.1 muestra el esquema de la sección transversal de una máquina síncrona de tres fases con un par de polos de campo.

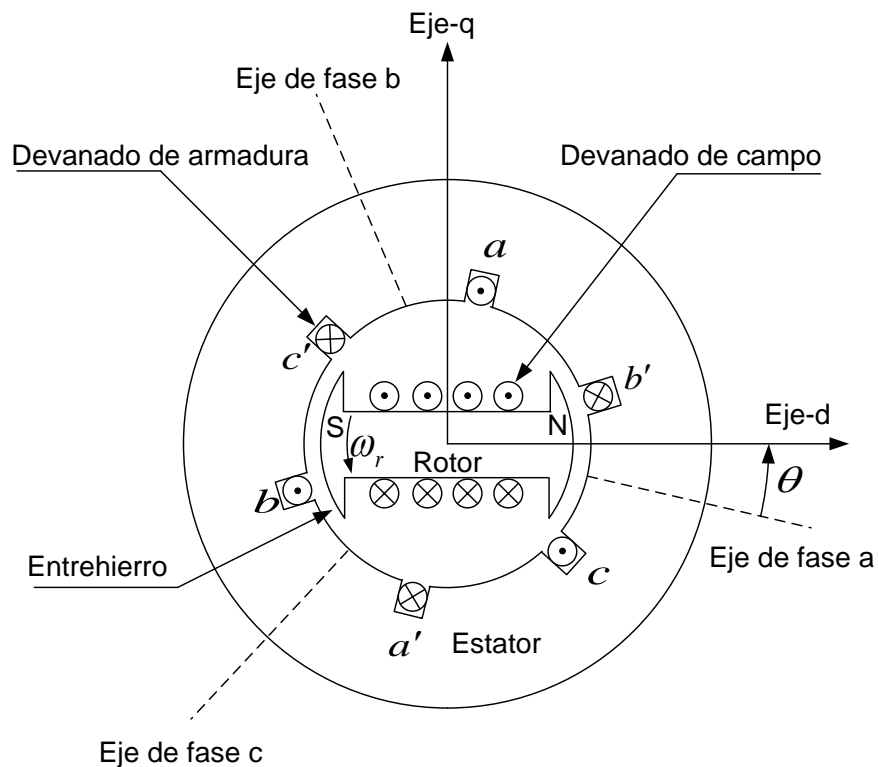


Figura 3.1 Diagrama esquemático de una máquina síncrona trifásica.

Los devanados trifásicos de la armadura se distribuyen 120° de separación en el espacio de manera que con la rotación uniforme del campo magnético, los voltajes producidos en los devanados quedan desplazados 120°.

Los rotores de polos salientes suelen tener devanados amortiguadores en forma de varillas de cobre o latón incrustadas en cada cara polar, con el fin de amortiguar las oscilaciones de velocidad. Los rotores cilíndricos a menudo no tienen devanados amortiguadores ya que el rotor de acero sólido ofrece caminos para las corrientes parásitas que tienen efectos equivalentes a las corrientes de amortiguador.

Las máquinas con más de un par de polos de campo tienen devanados del estator formados por un conjunto correspondiente múltiplo de bobinas. Para el análisis es conveniente considerar un par de polos y reconocer que las condiciones de los demás pares de polos son idénticas a las del par bajo consideración.

El ángulo cubierto por un par de polos es 2π radianes o 360 grados eléctricos. La relación entre el ángulo θ en unidades eléctricas y el ángulo correspondiente θ_m en unidades mecánicas es:

$$\theta = \frac{P_f}{2} \theta_m \quad 3.2$$

3.3 Eje directo y eje en cuadratura

Como se muestra en la Figura 3.1 todos los circuitos magnéticos y los devanados del rotor son simétricos con respecto al eje polar así como al interpolar.

Por lo tanto con el propósito de identificar las características de las máquinas síncronas se definen dos ejes como se muestra en la Figura 3.1.

- Eje directo (d): el cual está en el centro magnético del polo norte.
- Eje en cuadratura (q): 90 grados eléctricos adelante del eje-d.

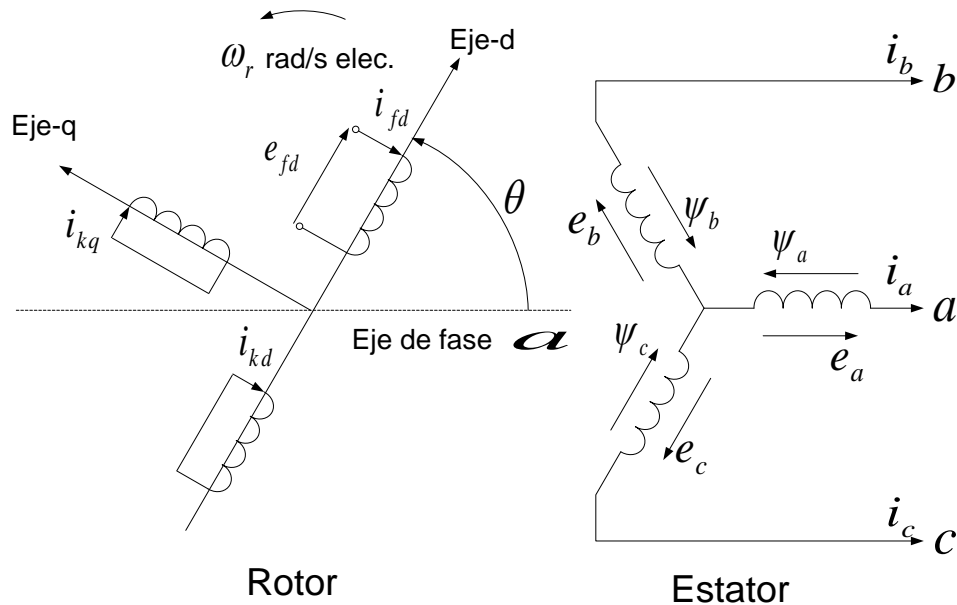
La posición del rotor con relación al estator se mide por el ángulo θ entre el eje-d y el eje magnético del devanado de la fase a.

3.4 Descripción matemática de la máquina síncrona

En el análisis y modelado de la máquina síncrona los circuitos implicados se muestran en la Figura 3.2. Los circuitos de estator constan de devanados de armadura de tres fases que llevan la corriente alterna. Los circuitos del rotor constan de devanados de campo y amortiguador, el devanado de campo está conectado a una fuente de corriente directa [2].

En la Figura 3.2, para simplificar, sólo se asume un circuito amortiguador en cada eje, de manera que las ecuaciones de la máquina síncrona se escribirán bajo esta suposición.

Sin embargo se considera un número arbitrario de estos circuitos denotados por el subíndice k.



- a, b, c : devanados de fase del estator
- f_d : devanado de campo
- k_d : circuito amortiguador del eje d
- k_q : circuito amortiguador del eje q
- k : 1,2,...n; n= no. de circuitos amortiguadores
- θ : ángulo por el cual el eje d lleva el eje magnético de la fase a, rad eléctricos
- ω_r : velocidad angular rad/s eléctricos

Figura 3.2 Circuitos del rotor y estator de una máquina síncrona

Las ecuaciones de funcionamiento eléctrico de una máquina síncrona se desarrolla a partir de escribir las ecuaciones de los circuitos acoplados identificados en la Figura 3.2.

Antes de desarrollar las ecuaciones de la máquina síncrona es útil revisar las ecuaciones de los circuitos magnéticos sencillos. Considerando el circuito elemental de la Figura 3.3 que comprende una bobina de excitación única la cual tiene N vueltas y una resistencia r [2].

De acuerdo con la ley de Faraday el voltaje inducido e_i es:

$$e_i = \frac{d\psi}{dt} \tag{3.3}$$

Donde ψ es el valor instantáneo del enlace de flujo y t es el tiempo, el voltaje en terminal e_1 esta dada por:

$$e_1 = \frac{d\psi}{dt} + ri \quad 3.4$$

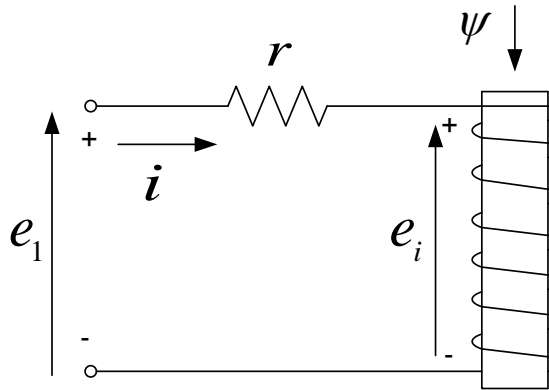


Figura 3.3 Circuito magnético

Como se puede observar en la ecuación 3.1 el modelado del voltaje de salida en un devanado, permite tener como variables a los enlaces de flujo o las corrientes, sin embargo, el modelo de enlaces de flujo facilita la solución matemática por lo que es preferible que se tenga un modelo que sólo tenga enlaces de flujo como variables.

El enlace de flujo puede ser expresado en términos de la inductancia L del circuito.

$$\psi = Li \quad 3.5$$

La misma forma general de las ecuaciones derivadas anteriormente se aplica a los circuitos acoplados en la Figura 3.2. Se utilizará la convención generador de polaridades de modo que la dirección positiva de la corriente del devanado del estator se supone que es hacia afuera de la máquina. El sentido positivo de las corrientes de campo y amortiguador se supone hacia adentro de la máquina.

3.4.1 Ecuaciones asociadas con el circuito del estator

Para realizar el modelado es necesario establecer las siguientes consideraciones:

- Se desprecia la saturación magnética
- Se desprecia el efecto de ranuras
- Se desprecia la histéresis magnética

- El rotor gira en sentido contrario a las manecillas del reloj

A partir de la Figura 3.2, las ecuaciones de voltaje asociadas con el estator se describen a continuación:

$$e_a = \frac{d\psi_a}{dt} - R_a i_a = P\psi_a - R_a i_a \quad 3.6$$

$$e_b = P\psi_b - R_a i_b \quad 3.7$$

$$e_c = P\psi_c - R_a i_c \quad 3.8$$

Como se puede observar en la Figura 3.2 la máquina síncrona consta de una serie de devanados que interactúan magnéticamente; las ecuaciones 3.9 a 3.11 muestra el enlace de flujo en los devanados de las fases a, b y c.

$$\begin{aligned} \psi_a = & -i_a [L_{aa0} + L_{aa2} \cos 2\theta] + i_b \left[L_{ab0} + L_{aa2} \cos \left(2\theta + \frac{\pi}{3} \right) \right] \\ & + i_c \left[L_{ab0} + L_{aa2} \cos \left(2\theta - \frac{\pi}{3} \right) \right] + i_{fd} L_{afd} \cos \theta \\ & + i_{kd} L_{akd} \cos \theta - i_{kq} L_{akq} \sin \theta \end{aligned} \quad 3.9$$

$$\begin{aligned} \psi_b = & i_a \left[L_{ab0} + L_{aa2} \cos \left(2\theta + \frac{\pi}{3} \right) \right] - i_b \left[L_{aa0} + L_{aa2} \cos 2 \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) \right] \\ & + i_c \left[L_{ab0} + L_{aa2} \cos \left(2\theta - \pi \right) \right] + i_{fd} L_{afd} \cos \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) \\ & + i_{kd} L_{akd} \cos \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) - i_{kq} L_{akq} \sin \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) \end{aligned} \quad 3.10$$

$$\begin{aligned} \psi_c = & i_a \left[L_{ab0} + L_{aa2} \cos \left(2\theta - \frac{\pi}{3} \right) \right] + i_b \left[L_{ab0} + L_{aa2} \cos \left(2\theta - \pi \right) \right] \\ & - i_c \left[L_{aa0} + L_{aa2} \cos 2 \left(\theta + \frac{2\pi}{3} \right) \right] + i_{fd} L_{afd} \cos \left(\theta + \frac{2\pi}{3} \right) \\ & + i_{kd} L_{akd} \cos \left(\theta + \frac{2\pi}{3} \right) - i_{kq} L_{akq} \sin \left(\theta + \frac{2\pi}{3} \right) \end{aligned} \quad 3.11$$

3.4.2 Ecuaciones asociadas con el circuito del rotor

De la misma forma en la Figura 3.2 asociada con el rotor las ecuaciones de voltaje del circuito son:

$$e_{fd} = P\psi_{fd} + R_{fd}i_{fd} \quad 3.12$$

$$0 = P\psi_{kd} + R_{kd}i_{kd} \quad 3.13$$

$$0 = P\psi_{kq} + R_{kq}i_{kq} \quad 3.14$$

Los circuitos del rotor ven la permeancia constante debido a la estructura cilíndrica del estator. Por lo tanto, las inductancias propias de circuitos del rotor e inductancias mutuas entre sí no varían con la posición del rotor.

$$\begin{aligned} \psi_{fd} = & L_{ffd}i_{fd} + L_{fkd}i_{kd} - L_{afd}[i_a \cos \theta \\ & + i_b \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) + i_c \cos(\theta + \frac{2\pi}{3})] \end{aligned} \quad 3.15$$

$$\begin{aligned} \psi_{kd} = & L_{fkd}i_{fd} + L_{kkd}i_{kd} - L_{akd}[i_a \cos \theta \\ & + i_b \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) + i_c \cos(\theta + \frac{2\pi}{3})] \end{aligned} \quad 3.16$$

$$\psi_{kq} = L_{kkd}i_{kd} + L_{akq}[i_a \sin \theta + i_b \sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) + i_c \sin(\theta + \frac{2\pi}{3})] \quad 3.17$$

3.5 Transformación de Park (dq0)

Las ecuaciones anteriores 3.6 a 3.11 asociadas con los circuitos del estator, junto con las ecuaciones 3.12 a 3.17 asociadas con el circuito del rotor describen completamente el funcionamiento eléctrico de una máquina síncrona.

Sin embargo, estas ecuaciones contienen términos de inductancia que varían con el ángulo θ que a su vez varia con el tiempo. Esto hace que se genere gran complejidad en la solución de problemas de la máquina síncrona.

Para evitar esta complejidad se emplea la teoría de la máquina síncrona de los dos ejes, la cual permite expresar en forma simple transformando las variables abc del estator en conjuntos correspondientes de nuevas variables en componentes dq0; eje directo, eje en cuadratura y en eje de secuencia cero. La transformación fue introducida por R.H. Park denominada transformación de Park [2, 4].

La transformación de las variables de fase abc a las variables dq0 se lleva a cabo por medio de matriz P [2]:

$$\mathbf{P} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos\theta & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin\theta & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad 3.18$$

La transformación inversa está dada por:

$$\mathbf{P}^{-1} = \begin{bmatrix} \cos\theta & -\sin\theta & 1 \\ \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & 1 \\ \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & 1 \end{bmatrix} \quad 3.19$$

Las corrientes, voltajes y enlaces de flujo de las fases abc se transforman a través de P en las variables dq0 de la siguiente forma [4]:

$$\begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} = \mathbf{P} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad 3.20$$

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \\ v_0 \end{bmatrix} = \mathbf{P} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad 2.21$$

$$\begin{bmatrix} \psi_d \\ \psi_q \\ \psi_0 \end{bmatrix} = \mathbf{P} \begin{bmatrix} \psi_a \\ \psi_b \\ \psi_c \end{bmatrix} \quad 3.22$$

La transformación P define un conjunto de corrientes, voltajes y enlaces de flujo para tres bobinas ficticias, una de las cuales es la bobina 0 que es estacionaria. Las otras dos bobinas d y q rotan en sincronismo con el rotor.

Las bobinas d y q tienen enlaces de flujo constantes con el campo y con cualquier otro devanado que haya en el rotor.

A partir de las ecuaciones 3.20 a 3.22 se la transformación de corrientes, voltaje y enlaces de flujo de componentes abc en las nuevas variables de componentes dq0 se muestra a continuación.

3.5.1 Corrientes de fase del estator en componentes dq0

La transformación de las corrientes de fase del estator en nuevas componentes dq0 da como resultado:

$$i_d = I_m \sin(\omega_s t - \theta) \quad 3.23$$

$$i_q = -I_m \cos(\omega_s t - \theta) \quad 3.24$$

$$i_0 = 0 \quad 3.25$$

3.5.2 Ecuaciones de enlaces de flujo del estator en componentes dq0

La transformación de enlaces de flujo del estator en componentes dq0 da como resultado:

$$\psi_d = -L_d i_d + L_{afd} i_{fd} + L_{akd} i_{kd} \quad 3.26$$

$$\psi_q = -L_q i_q + L_{akq} i_{kq} \quad 3.27$$

$$\psi_0 = -L_0 i_0 \quad 3.28$$

3.5.3 Ecuaciones de enlaces de flujo del rotor en componentes dq0

La transformación de los enlaces de flujo da como resultado:

$$\psi_{fd} = L_{ffd} i_{fd} + L_{fkd} i_{kd} - \frac{3}{2} L_{afd} i_d \quad 3.29$$

$$\psi_{kd} = L_{fkd} i_{fd} + L_{kkd} i_{kd} - \frac{3}{2} L_{akd} i_d \quad 3.30$$

$$\psi_{kq} = L_{kkq} i_{kq} - \frac{3}{2} L_{akq} i_q \quad 3.31$$

3.5.4 Ecuaciones de voltaje asociadas al estator en componentes dq0

Los voltajes en componentes dq0 son:

$$e_d = P\psi_d - \psi_q P\theta - R_a i_d \quad 3.32$$

$$e_q = P\psi_q + \psi_d P\theta - R_a i_q \quad 3.33$$

$$e_0 = P\psi_0 - R_a i_0 \quad 3.34$$

El ángulo θ , como se definió en la figura 3.2 es el ángulo entre la fase a y el eje-d, el término $P\theta$ en las ecuaciones anteriores representa la velocidad angular ω_r del rotor.

Las ecuaciones 3.32 a 3.34 tienen la forma similar a las de una bobina estática, sin embargo los términos $\psi_q P\theta$ y $\psi_d P\theta$ son el resultado de la transformación del marco de referencia estacionario a un marco de referencia giratorio y representan el hecho que una onda de flujo giratorio en sincronismo con el rotor va crear voltajes en la bobina de inducido fijo.

Las ecuaciones de enlace de flujo 3.26 a 3.31 asociados con los circuitos del estator y el rotor, junto con las ecuaciones de voltaje 3.32 a 3.34 para el estator, las ecuaciones de voltaje de 3.12 a 3.14 para el rotor describen el comportamiento eléctrico dinámico de la máquina en términos de los componentes dq0.

3.6 Representación en por unidad

Para el análisis del sistema de potencia por lo general es conveniente usar un sistema en por unidad para normalizar las variables del sistema. El sistema en por unidad ofrece la simplicidad de cálculos mediante la eliminación de unidades y expresar cantidades del sistema como cocientes adimensionales, además minimiza el esfuerzo de cálculo computacional, simplifica la evaluación y facilita la comprensión de las características del sistema [2, 4, 8].

$$\text{cantidad en por unidad} = \frac{\text{cantidad actual}}{\text{valor base de la cantidad}}$$

Las cantidades base se eligen de manera independiente y arbitraria, también se pueden elegir de manera automática en función de las relaciones fundamentales entre las variables del sistema, las cantidades base se eligen normalmente de modo que las variables principales sean igual a uno por unidad bajo condiciones nominales.

En el caso de una máquina síncrona, el sistema en por unidad se usa para eliminar constantes arbitrarias y simplificar ecuaciones matemáticas de modo que puedan expresarse en términos de circuitos equivalentes [2].

Para definir valores unitarios y mostrando la relación con valores expresados en unidades físicas, a continuación se utiliza la notación superbarra para identificar las cantidades en por unidad.

Empleando las cantidades base que se muestran en la siguiente sección se obtienen las ecuaciones de la máquina síncrona en por unidad:

Para poder referir las ecuaciones en componentes dqo de la máquina síncrona a un sistema en por unidad, primero se definen las cantidades base:

3.6.1 Cantidades base del estator

$$VA_{base-trifasicos}$$

$$e_{sbase} = \text{Valor pico del voltaje de fase a neutro, V}$$

$$f_{base} = \text{Frecuencia de operación}$$

$$i_{sbase} = \frac{VA_{base-trifasicos}}{(3/2)e_{sbase}}$$

$$Z_{sbase} = \frac{e_{sbase}}{i_{sbase}}$$

$$\omega_{base} = 2\pi f_{base}$$

$$\omega_{mbase} = \omega_{base} \left(\frac{2}{p_f} \right)$$

$$L_{sbase} = \frac{Z_{sbase}}{\omega_{base}}$$

$$\psi_{sbase} = L_{sbase} i_{sbase} = \frac{e_{sbase}}{\omega_{base}}$$

3.6.2 Cantidades base del rotor

$$i_{fdbase} = \frac{L_{ad}}{L_{afd}} i_{sbase}, A$$

$$i_{kdbase} = \frac{L_{ad}}{L_{akd}} i_{sbase}, A$$

$$i_{kqbase} = \frac{L_{aq}}{L_{akq}} i_{sbase}, A$$

$$e_{fdbase} = \frac{VA_{base-trifasicos}}{i_{fdbase}}, V$$

$$Z_{fdbase} = \frac{e_{fdbase}}{i_{fdbase}} = \frac{VA_{base-trifasicos}}{i_{fdbase}^2}, \Omega$$

$$Z_{kdbase} = \frac{VA_{base-trifasicos}}{i_{kdbase}^2}, \Omega$$

$$Z_{kqbase} = \frac{VA_{base-trifasicos}}{i_{kqbase}^2}, \Omega$$

$$L_{fdbase} = \frac{Z_{fdbase}}{\omega_{base}}, H$$

$$L_{kdbase} = \frac{Z_{kdbase}}{\omega_{base}}, H$$

$$L_{kqbase} = \frac{Z_{kqbase}}{\omega_{base}}, H$$

$$t_{base} = \frac{1}{\omega_{base}}, s$$

$$T_{base} = \frac{VA_{base-trifasicos}}{\omega_{mbase}}, N \cdot m$$

2.6.3 Ecuaciones de voltaje del estator en por unidad

$$\overline{e}_d = \overline{P}\overline{\psi}_d - \overline{\psi}_q\overline{\omega}_r - \overline{R}_a\overline{i}_d \quad 3.35$$

$$\overline{e}_q = \overline{P}\overline{\psi}_q + \overline{\psi}_d\overline{\omega}_r - \overline{R}_a\overline{i}_q \quad 3.36$$

$$\overline{e}_0 = \overline{P}\overline{\psi}_0 - \overline{R}_a\overline{i}_0 \quad 3.37$$

3.6.4 Ecuaciones de voltaje del rotor en por unidad

$$\overline{e}_{fd} = \overline{P}\overline{\psi}_{fd} + \overline{R}_{fd}\overline{i}_{fd} \quad 3.38$$

$$0 = \overline{P\psi_{1d}} + \overline{R_{1d}i_{1d}} \quad 3.39$$

$$0 = \overline{P\psi_{1q}} + \overline{R_{1q}i_{1q}} \quad 3.40$$

$$0 = \overline{P\psi_{2q}} + \overline{R_{2q}i_{2q}} \quad 3.41$$

3.6.5 Ecuaciones de enlace de flujo del estator en por unidad

$$\overline{\psi_d} = -(\overline{L_{ad}} + \overline{L_l})i_d + \overline{L_{ad}i_{fd}} + \overline{L_{ad}i_{1d}} \quad 3.42$$

$$\overline{\psi_d} = -(\overline{L_{aq}} + \overline{L_l})i_q + \overline{L_{aq}i_{1q}} + \overline{L_{aq}i_{2q}} \quad 3.43$$

$$\overline{\psi_0} = -\overline{L_0}i_0 \quad 3.44$$

3.6.6 Ecuaciones de enlace de flujo del rotor en por unidad

$$\overline{\psi_{fd}} = \overline{L_{ffd}i_{fd}} + \overline{L_{f1d}i_{1d}} - \overline{L_{ad}i_d} \quad 3.45$$

$$\overline{\psi_{fd}} = \overline{L_{ffd}i_{fd}} + \overline{L_{f1d}i_{1d}} - \overline{L_{ad}i_d} \quad 3.46$$

$$\overline{\psi_{1q}} = \overline{L_{11q}i_{1q}} + \overline{L_{aq}i_{2q}} - \overline{L_{aq}i_q} \quad 3.47$$

$$\overline{\psi_{2q}} = \overline{L_{aq}i_{1q}} + \overline{L_{22q}i_{2q}} - \overline{L_{aq}i_q} \quad 3.48$$

Estas ecuaciones determinan el funcionamiento de la máquina síncrona para el análisis de estabilidad en el sistema de potencia, las ecuaciones de la máquina síncrona son resueltas con todas sus cantidades expresadas en por unidad. Con excepción del tiempo que usualmente se expresa en segundos, en el cual para las ecuaciones 3.35 a 3.41 P es remplazado por $1/\omega_{base}$.

Las ecuaciones 3.35 a 3.48 describen completamente el funcionamiento eléctrico de una máquina síncrona.

3.7 Ecuaciones de movimiento

Las ecuaciones de movimiento son de gran importancia en el análisis de estabilidad del sistema de potencia, estas son las ecuaciones de inercia rotacional que describen el efecto del desequilibrio entre el par eléctrico y el mecánico de las máquinas síncronas [2, 4, 8].

Cuando se presenta un desequilibrio entre los pares que actúan sobre el rotor, el par neto que causa aceleración o desaceleración es:

$$T_a = T_m - T_e \quad 3.49$$

Donde:

T_a = par de aceleración $N \cdot m$

T_m = par mecánico $N \cdot m$

T_e = par eléctrico $N \cdot m$

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = \overline{T_m} - \overline{T_e} - K_D \Delta \omega_r \quad 3.50$$

La ecuación 3.50 representa la ecuación de movimiento de una máquina síncrona, esta es denominada *ecuación de oscilación* debido a que representa las oscilaciones en el ángulo del rotor δ durante un disturbio.

Capítulo 4 La función del sistema de excitación y sus modelos

4.1 Introducción

En un sistema eléctrico de potencia se puede mencionar, que en condiciones normales de operación el elemento principal a controlar es el generador eléctrico. Sobre el generador inciden básicamente tres tipos de controles: el sistema de excitación, el control de generador de vapor (caldera) y el gobernador de la turbina [7].

En este capítulo sólo se estudiarán los conceptos relacionados con el control de voltaje en el generador, es decir con el sistema de excitación.

La función del sistema de excitación en la mejora del funcionamiento del sistema eléctrico de potencia ha ido incrementándose continuamente, los primeros sistemas de excitación fueron controlados manualmente para mantener el voltaje deseado en terminales del generador [2].

Cuando se empezó automatizar el control de voltaje en primer lugar la respuesta era muy lenta, en la década de 1920, fue reconocido el potencial para mejorar la estabilidad transitoria y de pequeña señal a través del uso de los sistemas de excitación continuos y de acción rápida.

Los sistemas de excitación desde entonces han ido evolucionando continuamente; en la década de 1960 la función del sistema de excitación se fue ampliando mediante el uso de señales estabilizantes para amortiguar las oscilaciones del sistema además de la señal de voltaje de error. Los modernos sistemas de excitación son capaces de proporcionar una respuesta prácticamente instantánea [2, 9].

4.2 Sistema de excitación

La función básica de un sistema de excitación es proporcionar corriente directa al devanado de campo de la máquina síncrona. Además, el sistema de excitación realiza funciones de control y de protección esenciales para el funcionamiento satisfactorio del sistema de potencia mediante el control de voltaje de campo y con esto la corriente de campo [9, 10].

Los sistemas de excitación también deben mantener el voltaje en terminales de las máquinas síncronas e inclusive de algunos otros puntos de la red a valores prácticamente constantes bajo diferentes condiciones de carga.

Las funciones adicionales de un sistema de excitación son: controlar los voltajes en forma rápida, automática y contribuir a una buena estabilidad síncrona del sistema de potencia [7, 9].

4.3 Requerimientos de un sistema de excitación

Los requerimientos de funcionamiento del sistema de excitación están determinados por consideraciones del generador y del sistema de potencia.

4.3.1 Consideraciones del generador

El requerimiento básico del sistema de excitación es el suministro y ajuste automático de la intensidad de corriente de campo del generador síncrono, para mantener el voltaje en terminales del generador. Además el sistema de excitación debe ser capaz de responder a las perturbaciones transitorias [2, 7, 9].

4.3.2 Consideraciones del sistema de potencia

Desde el punto de vista del sistema de potencia el sistema de excitación debe contribuir a un control eficaz del voltaje y mejora de estabilidad del sistema. Debe ser capaz de responder rápidamente ante una perturbación a fin de mejorar la estabilidad transitoria [2, 9].

4.4 Elementos de un sistema de excitación

El diagrama de bloques mostrado en la Figura 4.1 indica diversos subsistemas en el sistema de excitación de la máquina síncrona. Estos subsistemas pueden incluir un transductor de voltaje en terminales del generador, compensador de carga, elementos de control de excitación, un excitador y en muchos casos un estabilizador del sistema de potencia [11, 12].

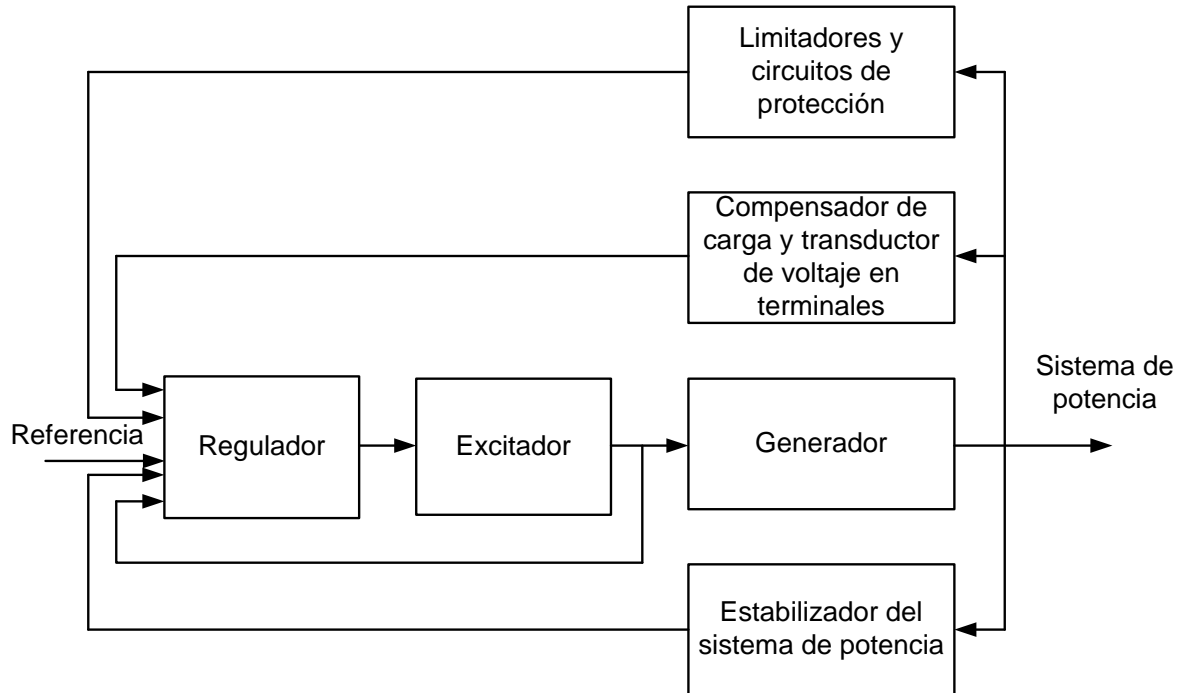


Figura 4.1 Diagrama funcional de bloques de un sistema de control de excitación para un generador síncrono

Descripción de los distintos subsistemas mostrados en la figura [12, 13, 14]:

- 1) **Excitador:** Proporciona energía de corriente directa (CD) al devanado de campo del generador, constituyendo la etapa de potencia del sistema de excitación.

- 2) **Regulador:** Procesa y amplifica las señales de control de entrada a un nivel y forma apropiada para el control del excitador.

- 3) **Transductor de voltaje en terminales y compensador de carga:** Mide el voltaje en terminales del generador, rectifica y filtra éstos valores a una cantidad de CD y lo compara con una referencia que representa el voltaje en terminales deseado. Además puede estar provisto de un compensador de carga, si se desea mantener constante un voltaje en un cierto punto eléctricamente remoto desde las terminales del generador.

- 4) **Estabilizador de sistema de potencia:** Proporciona una señal de entrada adicional al regulador para amortiguar las oscilaciones del sistema de potencia.

- 5) **Circuitos protectores y imitadores:** Incluyen funciones de protección y control que aseguran que la capacidad de los límites del excitador y del generador no sean excedidos.

4.5 Tipos de sistemas de excitación

A través de los años los sistemas de excitación se han ido transformando de muchas formas, de tal manera que se han clasificado dependiendo de la fuente de alimentación utilizada [2, 11].

- Sistemas de excitación de corriente directa CD.
- Sistemas de excitación de corriente alterna CA.
- Sistemas de excitación estáticos.

4.5.1 Sistemas de excitación de corriente directa CD

Los sistemas de excitación de CD representaron los primeros sistemas desde 1920 hasta 1960 a través del tiempo los sistemas de excitación de CD están desapareciendo ya que fueron reemplazados por sistemas de CA o estáticos. Sin embargo muchos de estos sistemas están en servicio [15, 16].

Los sistemas de excitación de esta categoría utilizan generadores de CD como fuentes de energía de excitación y proporcionan corriente al campo de la máquina síncrona a través de escobillas. El excitador puede ser impulsado por un motor o estar en el eje del mismo generador. También puede ser auto excitado o excitado por separado.

La Figura 4.2 muestra una representación esquemática de un sistema de excitación de CD con un regulador de voltaje tipo amplidina.

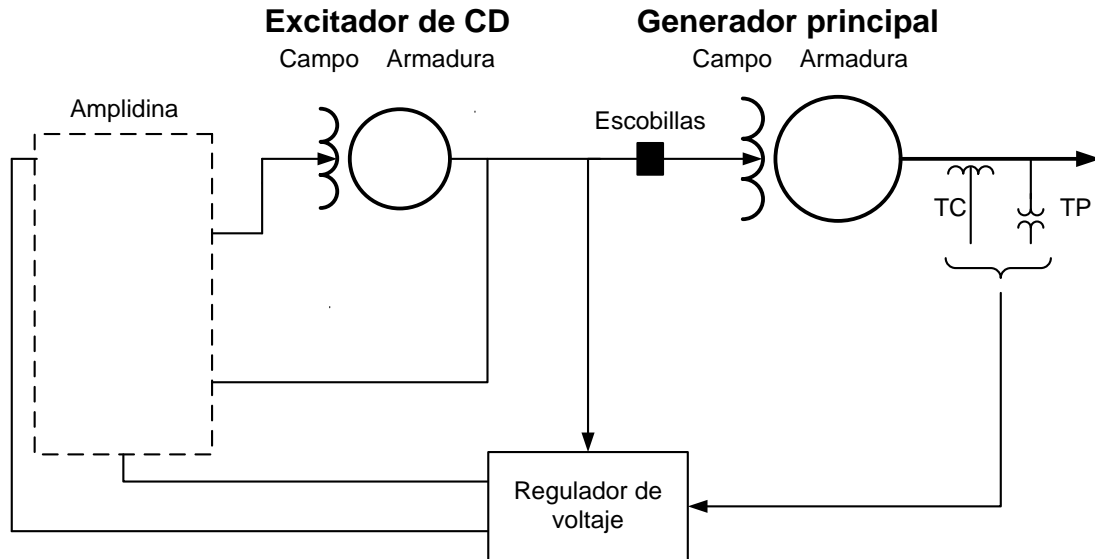


Figura 4.2 Representación esquemática de un sistema de excitación de CD

4.5.2 Sistemas de excitación de corriente alterna CA

Los sistemas de excitación de CA utilizan alternadores (máquinas de CA) como fuente principal de potencia de excitación del generador y rectificadores estacionarios o rotatorios para producir la corriente necesaria para el campo del generador principal.

Generalmente el excitador está en el mismo eje que la turbina del generador, la salida de corriente alterna del excitador es rectificada por medio de rectificadores controlados o no controlados para producir la corriente directa necesaria para el campo del generador. Los rectificadores pueden ser estacionarios o rotatorios.

Estos sistemas por lo tanto pueden tomar muchas formas dependiendo de la disposición rectificadora, el método de control de excitación de salida y la fuente de excitación para el excitador [13, 14].

Lo siguiente es una descripción de las diferentes formas de sistemas de excitación de CA en uso:

a) Sistema rectificador estacionario

El rectificador tipo estacionario o fijo, la salida de corriente directa alimenta al devanado de campo del generador a través de anillos colectores. Con este tipo de sistema rectificador hay dos modos de independientes de regulación.

Rectificadores no controlados: cuando se utilizan rectificadores no controlados el regulador controla el campo del excitador de CA y a su vez controla la corriente de salida

del excitador. En la Figura 4.3 se muestra un diagrama esquemático de un sistema de excitación alternador rectificador de campo controlado.

El excitador alternador es impulsado por el rotor del generador principal. El excitador es auto excitado alimentando su campo a través de un rectificador controlado, el regulador de voltaje deriva su potencia del voltaje de salida del excitador.

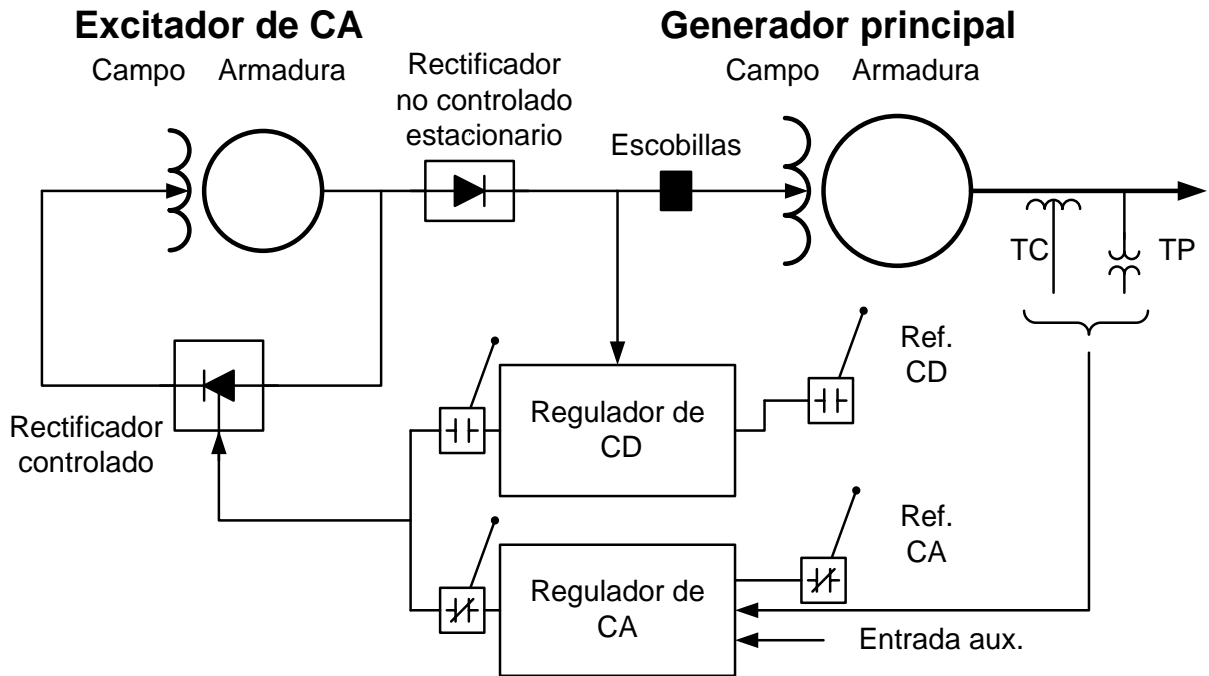


Figura 4.3 Representación esquemática de un sistema de excitación de CA con rectificador no controlado

Rectificadores controlados: cuando se utilizan rectificadores controlados (tiristores), el regulador se encarga de controlar directamente el voltaje de salida de CD del excitador. La Figura 4.4 muestra un diagrama esquemático de un sistema alternador rectificador controlado.

El regulador de voltaje controla el disparo de los tiristores, el excitador alternador se auto excita y se utiliza un regulador independiente de voltaje estático para mantener su voltaje de salida; este sistema proporciona una respuesta alta ya que los tiristores controlan directamente la salida del excitador.

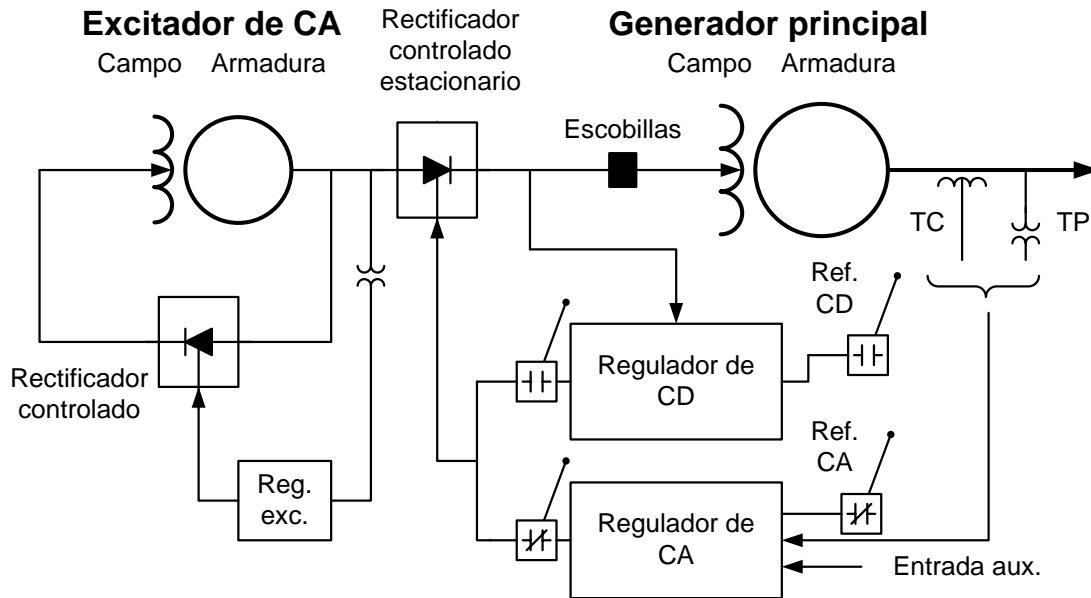


Figura 4.4 Representación esquemática de un sistema de excitación de CA con rectificador controlado

Las Figuras 4.3 y 4.4 muestran dos modos independientes de regulación:

- (1) Regulador de CA mantiene automáticamente el voltaje en terminales del generador principal en un valor deseado correspondiente a la referencia de CA.
- (2) Regulador de CD mantiene constante el voltaje de campo del generador según lo determinado por la referencia de CD. El regulador de CD o modo de control manual atiende a situaciones en las que el regulador de CA tiene que ser desactivado.

Las señales de entrada al regulador de CA incluyen entradas auxiliares y funciones de protección que proporcionan un control adicional.

b) Sistema rectificador rotativo

Este tipo de rectificador no necesita de anillos colectores y escobillas para alimentar el campo del generador ya que la salida de corriente continua CD alimenta directamente al campo del generador principal [2, 15].

Como se muestra en la Figura 4.5, la armadura del excitador de CA y los rectificadores, giran con el devanado de campo del generador principal. El excitador piloto de CA con un rotor de imán permanente NS gira con la armadura del excitador y los diodos rectificadores.

La salida rectificada del estator del excitador piloto alimenta el campo estacionario del excitador de corriente alterna. El regulador de voltaje controla el campo del generador principal.

Este sistema se conoce como un sistema de excitación sin escobillas, se desarrolló para evitar problemas con el uso de escobillas cuando se suministra una gran corriente en generadores de gran tamaño.

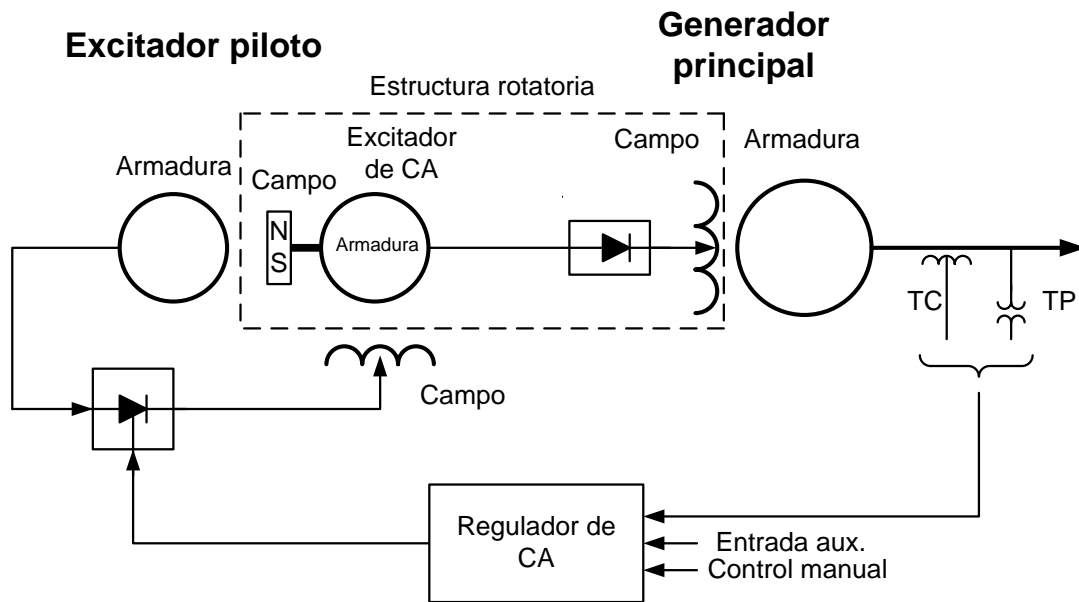


Figura 4.5 Representación esquemática de un sistema de excitación sin escobillas

4.5.3 Sistema de excitación estático

Desde la década de 1960, los sistemas de excitación estáticos basados en rectificadores de tiristores han sido ampliamente utilizados, ya que éstos pueden producir una respuesta casi instantánea y altos voltajes de techo. La alta velocidad y gran ganancia en estos sistemas de excitación mejoran la estabilidad transitoria del sistema considerablemente [2, 10].

Estos sistemas de excitación utilizan como fuente de potencia la energía del propio generador principal a través de un transformador para convertir el voltaje del generador a un nivel apropiado para ser utilizado.

Los rectificadores controlados o no controlados proporcionan la corriente directa necesaria a través de escobillas para el campo del generador [4].

Los sistemas de excitación estáticos se pueden clasificar dependiendo de la fuente que se utilice.

a) Sistema con fuente de potencial y rectificador controlado

En este sistema de excitación, la potencia de excitación se suministra a través de un transformador de las terminales del generador o de un bus de la estación auxiliar, está regulado por un rectificador controlado como se muestra en la Figura 4.6.

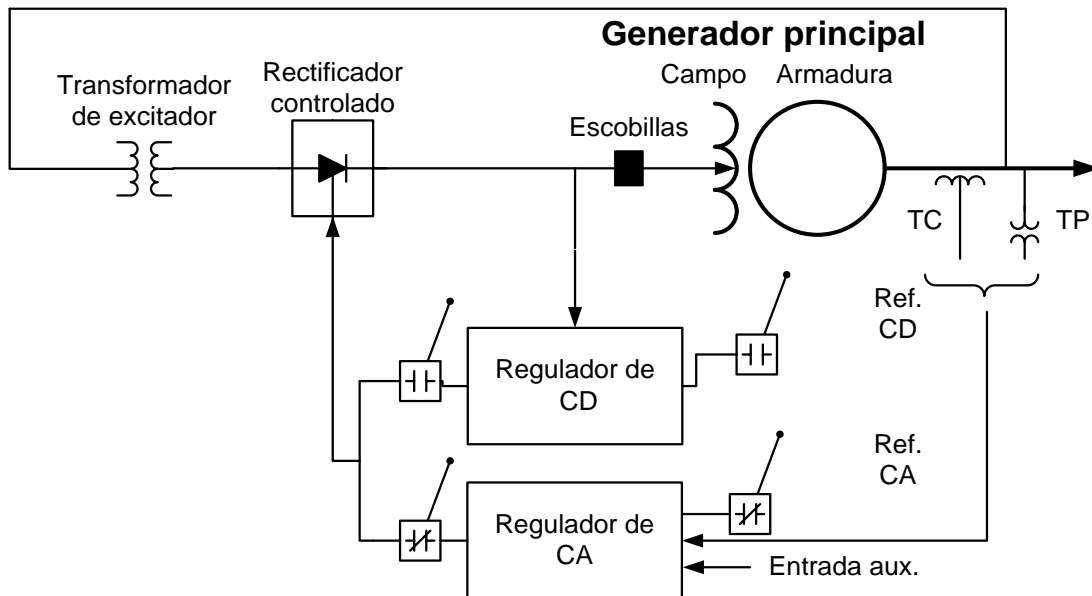


Figura 4.6 Representación esquemática de un sistema de excitación estático con fuente de potencial y rectificador controlado

a) Sistema rectificador con fuente combinada

En este caso la fuente de potencia al sistema de excitación se forma mediante la utilización de la corriente y del voltaje del generador principal. Esto se logra por medio de un transformador de potencia de potencial (TPP) y un transformador de potencia saturable (TCS), como se muestra en la Figura 4.7. Alternativamente, las fuentes de voltaje y corriente pueden combinarse mediante la utilización de un transformador de excitación única, referido como un transformador de potencial de corriente saturable (SCPT).

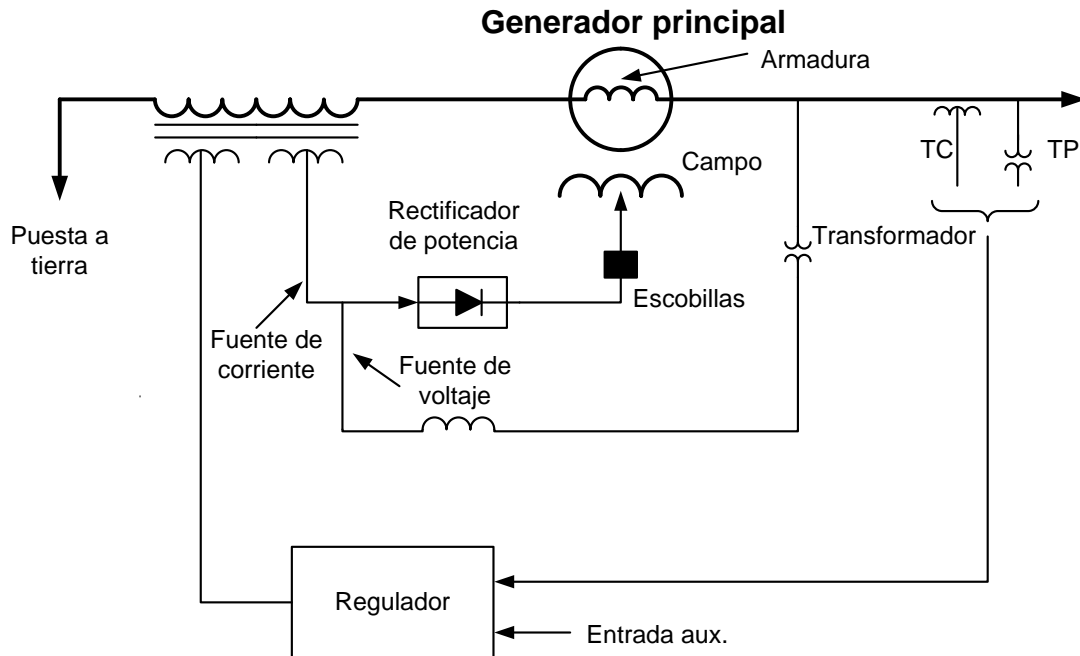


Figura 4.7 Representación esquemática de un sistema de excitación estático con fuente combinada

4.6 Medidas de rendimiento dinámico

La eficacia de un sistema de excitación en la mejora de la estabilidad del sistema de potencia está determinada por algunas de sus características principales. En esta sección se identificarán las medidas de rendimiento que determinan estas características, que sirven como medio para evaluar el funcionamiento del sistema de excitación.

4.6.1 Pruebas de rendimiento de pequeña señal

Las medidas de rendimiento pequeña señal proporcionan un medio para evaluar la respuesta de los sistemas de excitación a los cambios graduales en las condiciones del sistema. Además, las características del rendimiento de pequeña señal proporcionan un medio conveniente para determinar o verificar los parámetros del modelo del sistema de excitación en los estudios de sistemas de potencia [2, 16, 17].

El comportamiento de pequeña señal se expresa en términos de índices de rendimiento, estos índices son asociados con el tiempo de respuesta del sistema de excitación, la Figura 4.8 muestra la respuesta en el tiempo de un sistema de excitación ante un cambio en la entrada, los índices asociados son: el tiempo de respuesta, el sobre paso y el tiempo de estabilización [18].

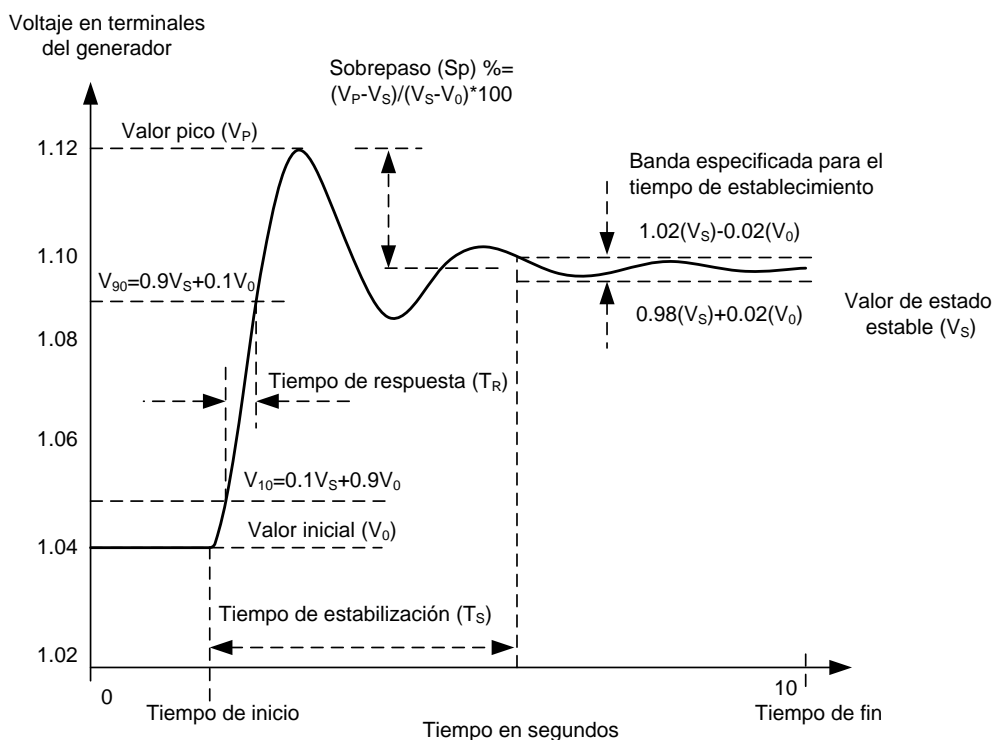


Figura 4.8 Respuesta típica de un sistema de excitación ante un cambio en la entrada

4.7 Modelos de sistemas de excitación

El modelo de un sistema de excitación está representado por la estructura general mostrada en la Figura 4.9. Este modelo se puede simplificar para obtener un modelo práctico dependiendo del tipo de sistema de excitación utilizado. La IEEE ha estandarizado 12 estructuras en forma de diagrama de bloques para representar los sistemas de excitación en uso [2].

Estos están destinados para el uso de estudios de estabilidad transitoria y de pequeña señal. En esta sección se presentan diez modelos mostrados en las Figuras 4.10 a 4.19 los cuales se utilizan para las simulaciones en el capítulo siguiente.

La señal de entrada principal a cada uno de los sistemas de excitación es la salida V_c del transductor de voltaje. En el primer punto suma la señal V_c se resta de la referencia del regulador de voltaje V_{ref} y de la salida V_s del estabilizador del sistema de potencia.

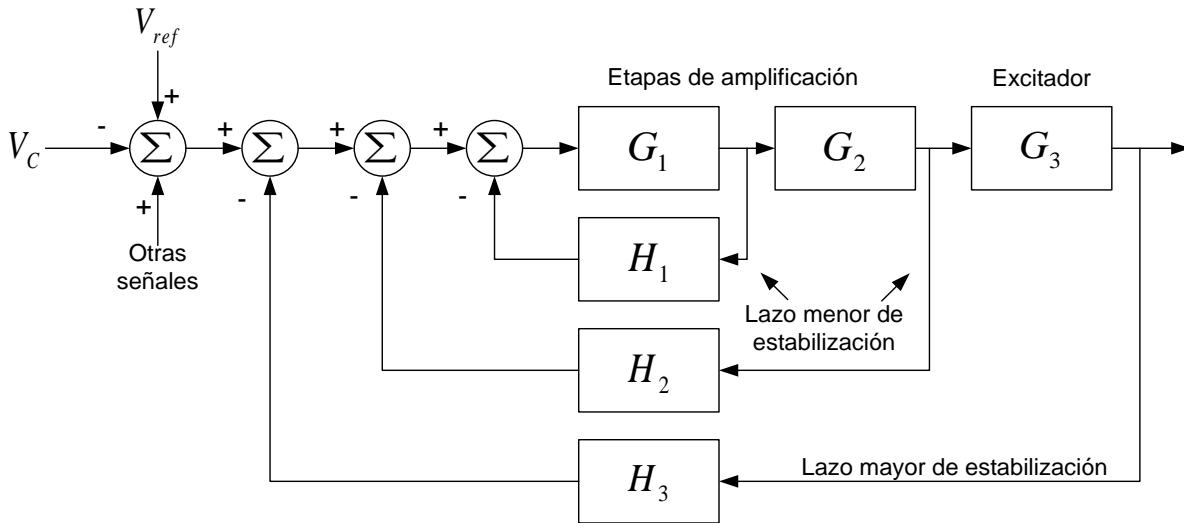


Figura 4.9 Estructura de un modelo de sistema de excitación detallada

4.7.1 Tipo ESDC1A

Modelo de sistema de excitación tipo DC1A IEEE 1992.

Este modelo mostrado en la Figura 4.10 es utilizado para representar los sistemas con excitadores de CD en derivación, así como sistemas con excitador alternador y puente rectificador no controlado montado en el eje [16, 17, 19, 23].

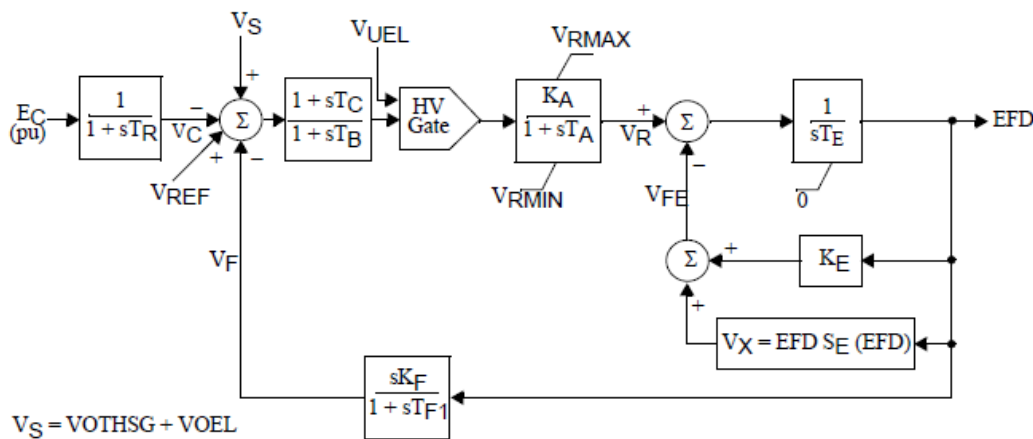


Figura 4.10 Diagrama de bloques del sistema de excitación ESDC1A

4.7.2 Tipo ESAC1A

Modelo de sistema de excitación tipo AC1A IEEE 1992.

El tipo ESAC1A modelo que se muestra en la Figura 4.11 representa un campo controlado por un sistema de excitación alternador con rectificadores no controlados; este

modelo es aplicable a los sistemas de excitación sin escobillas. El campo de excitación es suministrado por un excitador piloto y la fuente de potencia del regulador de voltaje no se ve afectada por los transitorios externos [16, 17, 19, 23].

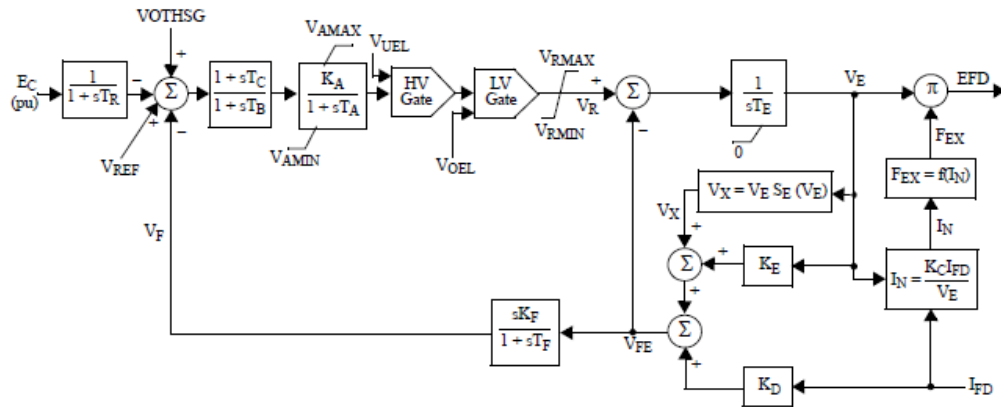


Figura 4.11 Diagrama de bloques del sistema de excitación ESAC1A

4.7.3 Tipo ESAC2A

Modelo de sistema de excitación tipo AC2A IEEE 1992.

EL modelo que se muestra en la Figura 4.12 designando como ESAC2A, representa un sistema de excitación rectificador alternador de campo controlado con respuesta inicial alta. El excitador del alternador principal se utiliza con rectificadores no controlados. El modelo ESAC2A es similar al tipo ESAC1A excepto por la introducción de compensación de la constante de tiempo de excitación y elementos limitantes de la corriente de campo de excitación [16, 17, 19, 23].

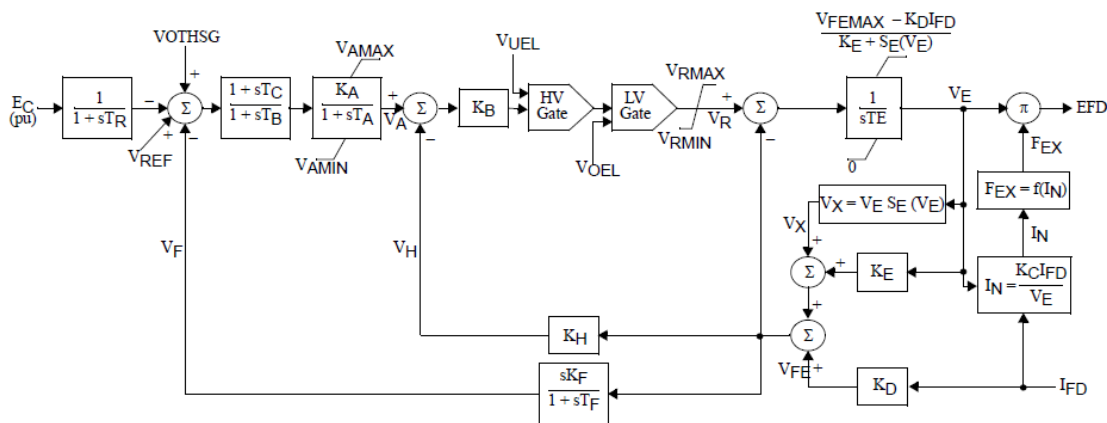


Figura 4.12 Diagrama de bloques del sistema de excitación ESAC2A

4.7.4 Tipo ESAC4A

Modelo de sistema de excitación tipo AC4A IEEE 1992.

El tipo ESAC4A que se ilustra en la Figura 4.13 representa el sistema de excitación rectificador controlado. Este sistema de excitación con alta respuesta inicial utiliza un puente completo de tiristores en el circuito de salida del excitador [16, 17, 19, 23].

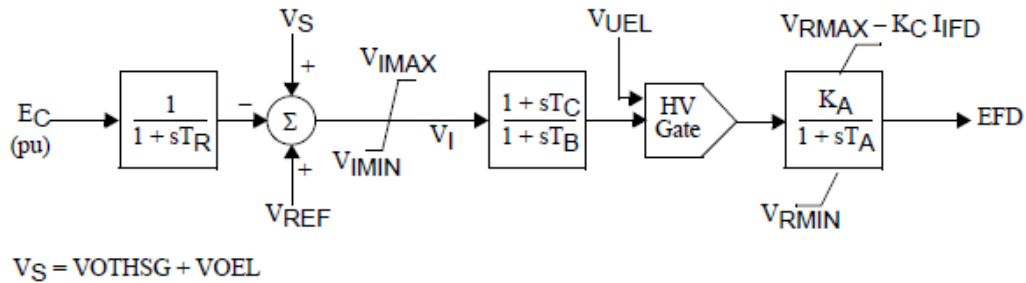


Figura 4.13 Diagrama de bloques del sistema de excitación ESAC4A

4.7.5 Tipo ESAC6A

Modelo de sistema de excitación tipo AC6A IEEE 1992.

El modelo que se muestra en la Figura 4.14 se utiliza para representar sistemas de excitación rectificador alternador de campo controlado con regulador de voltaje electrónico suministrado por un sistema [16, 17, 19, 23].

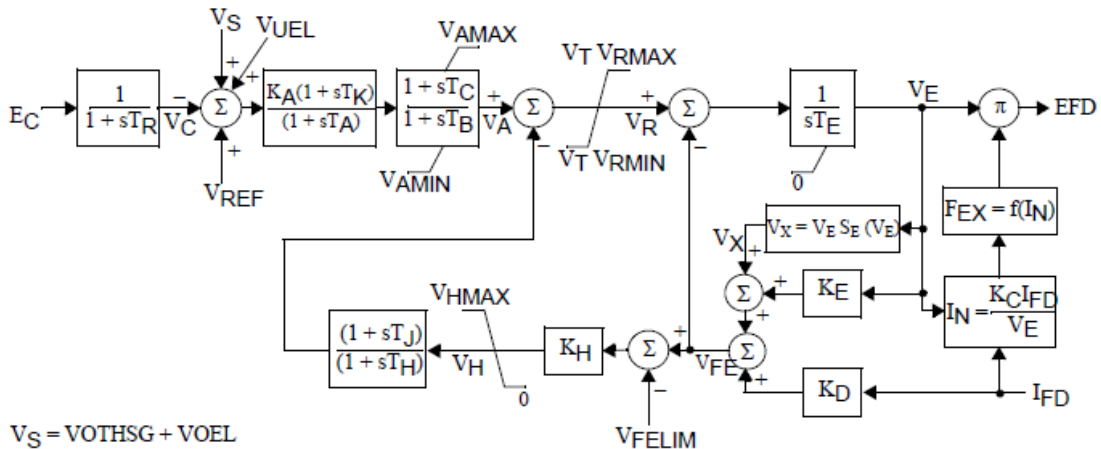


Figura 4.14 Diagrama de bloques del sistema de excitación ESAC6A

4.7.6 Tipo ESAC8B

Modelo de sistema de excitación tipo AC8B IEEE 1992.

El modelo de tipo ESAC8B mostrado en la Figura 4.15 representa un sistema de excitación con regulador automático de voltaje que consiste en un controlador PID implementado en un microprocesador. Este modelo puede ser usado para representar los reguladores estáticos aplicados a sistemas de excitación sin escobillas [16, 17, 19, 23].

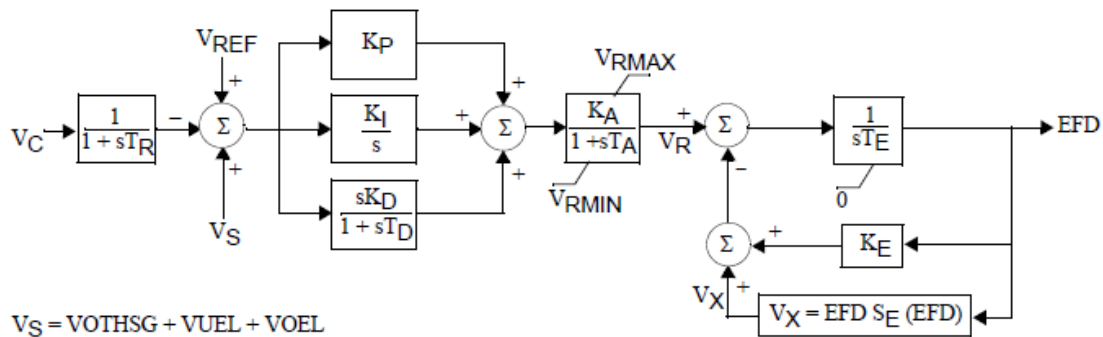


Figura 4.15 Diagrama de bloques del sistema de excitación ESAC8A

4.7.7 Tipo ESST1A

Modelo de sistema de excitación tipo ST1A IEEE 1992.

El modelo ESST1A mostrado en la Figura 4.16 es un sistema de excitación excitador rectificador controlado con una fuente de potencial, están destinados a representar los sistemas en que se suministra la energía de excitación a través de un transformador que se alimenta de las terminales del generador o bus auxiliar y está regulado por un rectificador controlado [16, 17, 19, 23].

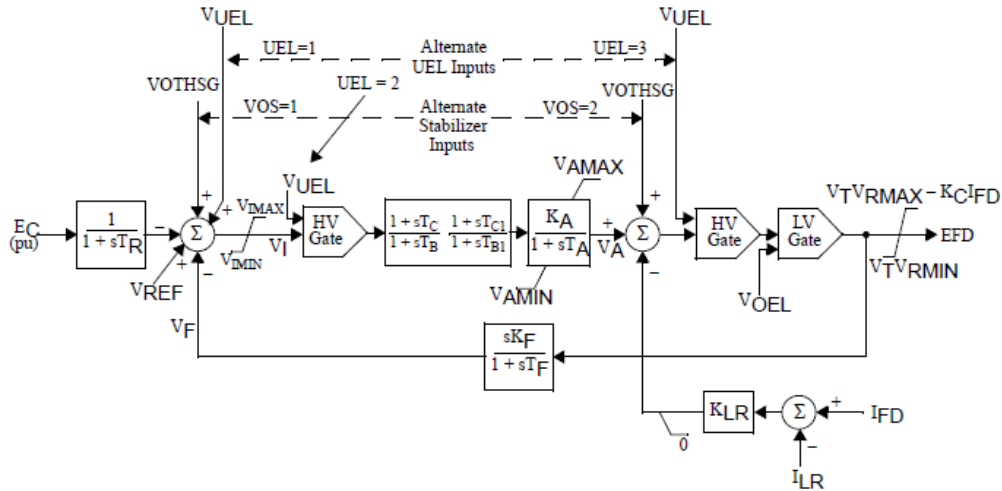


Figura 4.16 Diagrama de bloques del sistema de excitación ESST1A

4.7.8 Tipo ESST2A

Modelo de sistema de excitación tipo ST2A IEEE 1992.

El tipo ESST2A que se muestra en la Figura 4.17 es un modelo excitador que representa un sistema rectificador compuesto de fuente de excitación. La fuente de energía de excitación está formada por la combinación del fasor de voltaje y corriente del generador principal. El regulador controla la salida del excitador a través del transformador de potencia de saturación controlada [16, 17, 19, 23].

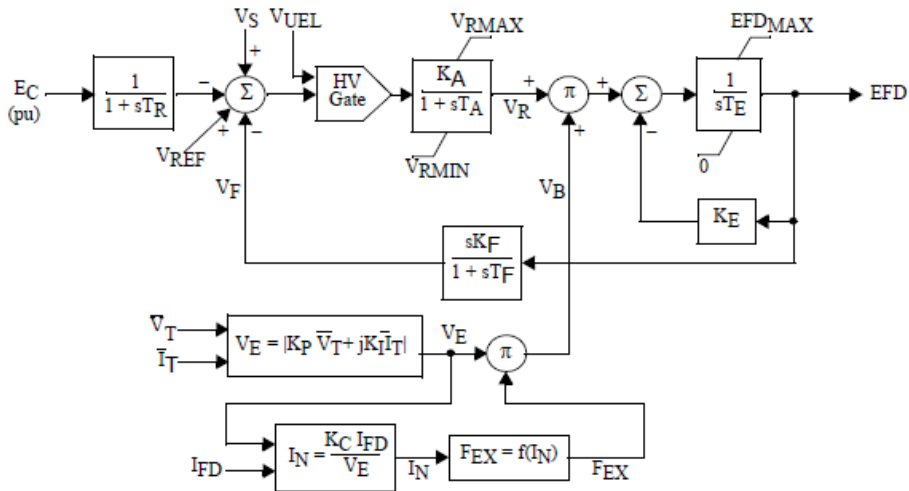


Figura 4.17 Diagrama de bloques del sistema de excitación ESST2A

4.7.9 Tipo ESST3A

Modelo de sistema de excitación tipo ST3A IEEE 1992.

El modelo ESST3A que se ilustra en la Figura 4.18 es un tipo de sistema de excitación que utiliza una variedad de diseños de rectificador controlado: ya sea tiristor completo o puentes híbridos en configuración serie o derivación. La fuente de alimentación puede consistir en solo una fuente de potencial, ya sea alimentándose desde las terminales de la máquina o de los devanados internos. Algunos diseños pueden tener fuentes de energía compuestas que utilizan el potencial y la corriente de la máquina. Estas fuentes de energía están representadas como combinaciones de los fasores de corriente y voltaje de las terminales de máquina [16, 17, 19, 23].

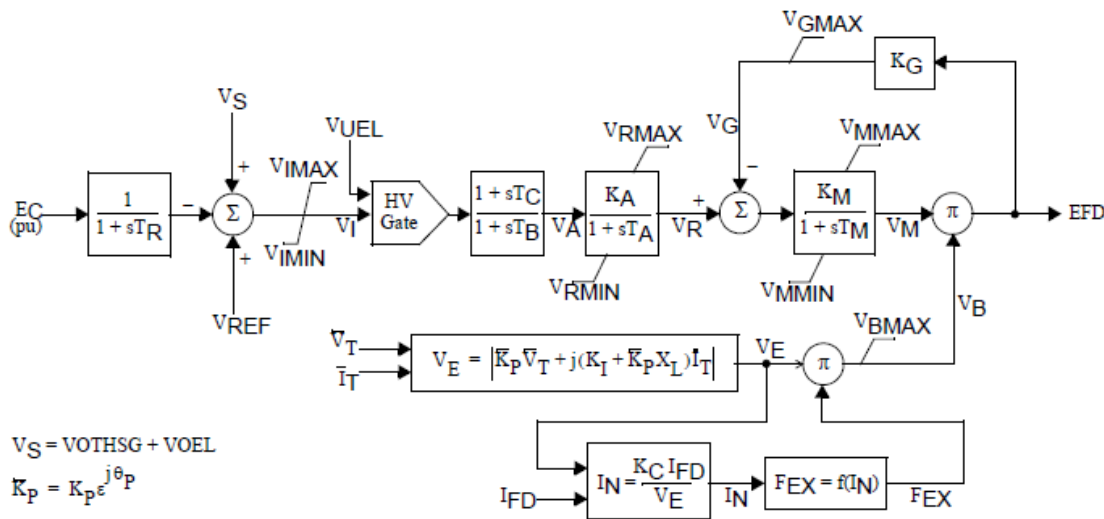


Figura 4.18 Diagrama de bloques del sistema de excitación ESST3A

4.7.10 Tipo ESST4B

Modelo de sistema de excitación tipo ST3A IEEE 1992.

El sistema de excitación de tipo ESST1A mostrado en la Figura 4.19 se utiliza para representar sistemas estáticos con fuente excitación rectificadora de potencial y compuesta [16, 17, 19, 23].

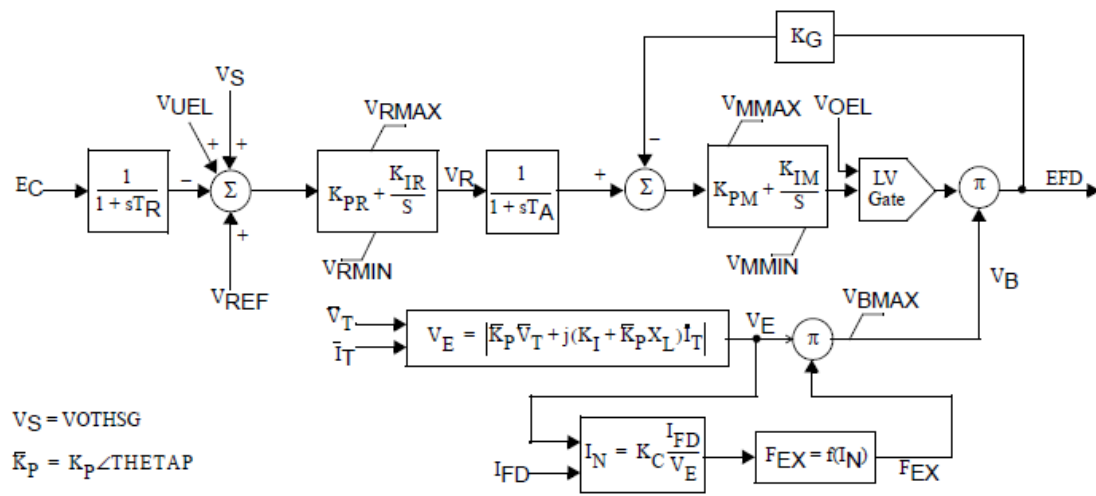


Figura 4.19 Diagrama de bloques del sistema de excitación ESST4B

Capítulo 5 Simulaciones con diversos modelos de sistema de excitación

5.1 Introducción

La herramienta computacional que se utilizó en este trabajo para simular el comportamiento de los elementos del sistema de potencia es el simulador Power System Simulator Engineering (PSS®E Versión 32). Esta herramienta consiste de un conjunto de programas que permiten analizar el comportamiento de los sistemas de generación, transmisión y distribución, tanto en condiciones de estado estable como dinámico.

El PSS®E tiene la capacidad de realizar estudios de flujos de potencia, análisis de fallas equilibradas y desequilibradas, construcción de equivalentes de red y simulación dinámica [20].

5.2 Descripción del sistema

Se utilizó una red eléctrica del Sistema Eléctrico de Potencia Nacional de dimensiones reales de la cual se eligió un área para realizar las simulaciones. Esta área consiste de 161 buses, 33 generadores y 187 líneas de transmisión.

El estudio del comportamiento dinámico se realizó en la Central Generadora PRJ-230 que se ilustra en la Figura 5.1 así como las líneas de transmisión que enlazan a este bus con el resto del sistema de potencia, también se pueden observar los flujos de potencia calculados para la condición de estado estacionario del sistema.

En la Figura 5.2 se muestran la zona de interés principal que cuenta con siete unidades generadoras conectadas al bus PRJ-230 así como las líneas de transmisión que enlazan a este bus con el resto del sistema de potencia. En la misma Figura también se pueden observar los flujos de potencia calculados en pu en una base de 100 MVA para la condición de estado estacionario del sistema. Así mismo se muestran los voltajes en pu.

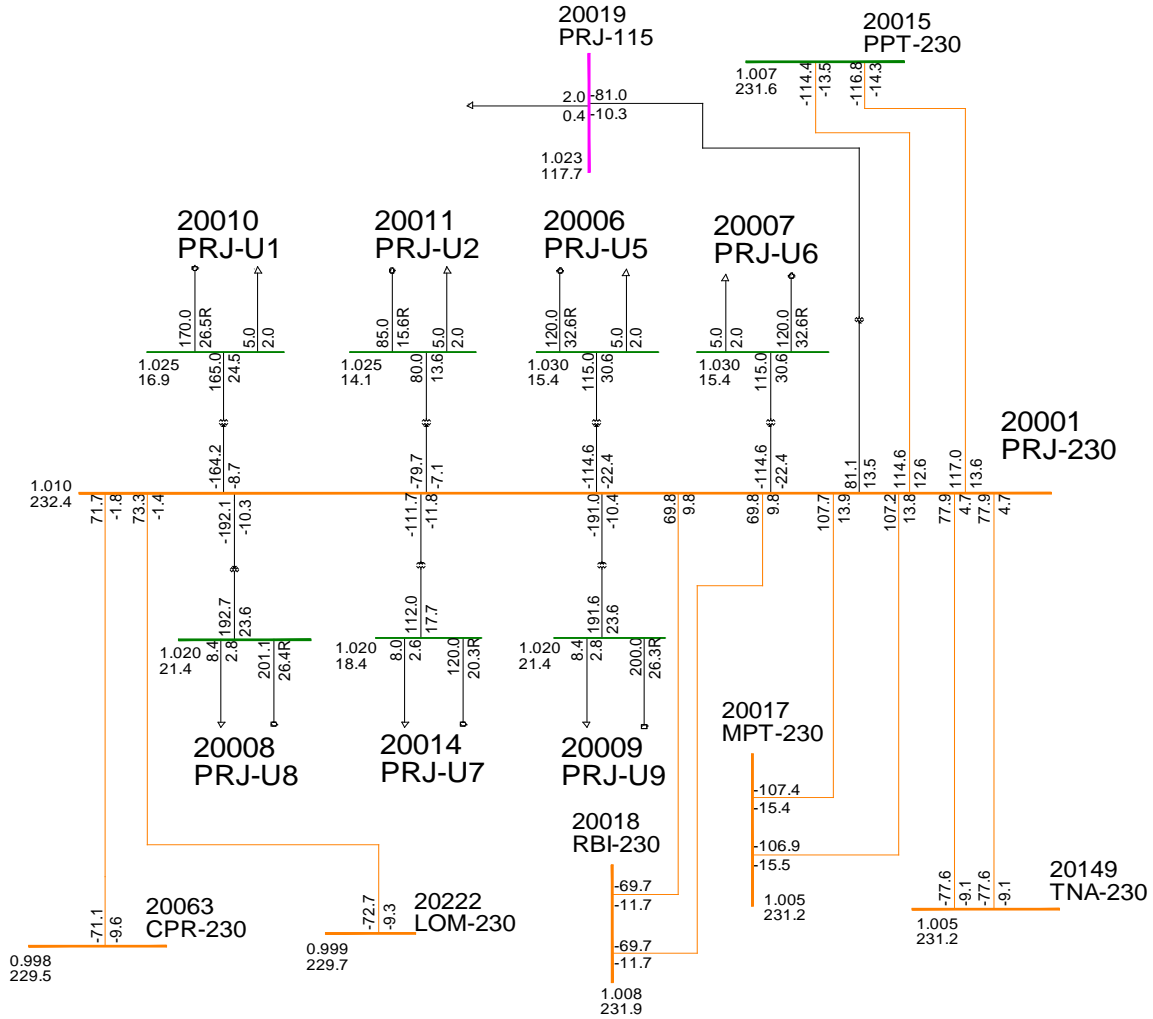


Figura 5.2 Diagrama unifilar que presenta el bus de la central generadora de estudio

5.3 Ajuste de parámetros de sistemas de excitación

El ajuste de los parámetros del sistema de excitación consiste en obtener los valores de los parámetros asociados a algún modelo del sistema de excitación, de modo que a través de simulaciones sea posible reproducir el mismo comportamiento del sistema que el que se ha obtenido mediante pruebas de campo.

La Figura 5.3 corresponde a los resultados obtenidos por una empresa de suministro de energía para una prueba de escalón de voltaje realizada en el generador PRJ-U9.

Esta prueba consiste en poner la máquina en circuito abierto, ajustando el voltaje en terminales a un valor cercano al nominal (V_i). Una vez que las variables de la máquina se estabilizan, se mueve la referencia del regulador automático de voltaje a un valor que represente un cierto porcentaje por arriba o por debajo del valor V_i hasta que se encuentre

un nuevo valor de estado estacionario. En el caso de la Figura 5.3, el escalón se realizó para un valor de + 1% con respecto al inicial, esta prueba se efectuó experimentalmente en campo para la unidad de este estudio.

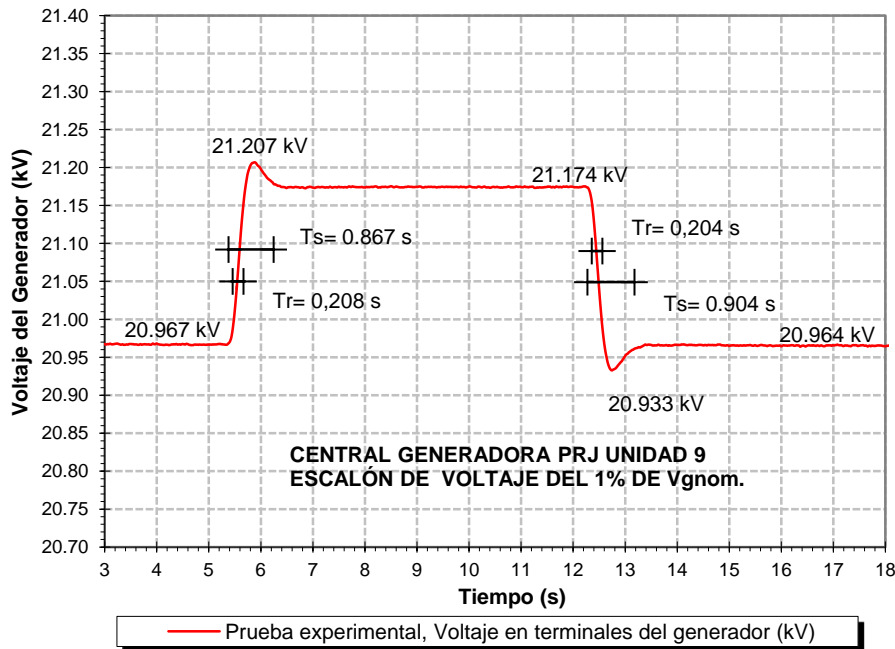


Figura 5.3 Escalón de voltaje del 1% para la unidad PRJ-U9

El ajuste de los parámetros del sistema de excitación para simular el comportamiento del generador de la Figura 5.3, se realizó para tres diferentes modelos de sistemas de excitación aceptados por la IEEE: ESAC1A, ESST1A y ESST3A. Estos modelos se obtuvieron de la biblioteca del PSS®E y se presentaron con detalle en el capítulo anterior.

Se simuló el escalón de voltaje de la prueba experimental para los tres modelos de sistema de excitación mencionados y para ello se usaron como valores iniciales los parámetros de cada modelo denominados estándar que se encuentran en el manual de usuario del software PSLF [21].

Para realizar el ajuste de los tres modelos de los sistemas de excitación seleccionados, se fueron realizando una serie de simulaciones en las que se fueron variando a prueba y error los diferentes parámetros, de modo que la curva obtenida de las simulaciones se aproximara a la experimental. Este procedimiento se realizó para los tres modelos hasta que se alcanzara un error igual o menor al 2% con respecto a la curva de la prueba realizada en campo.

Los resultados obtenidos al ajustar los parámetros de los sistemas de excitación se muestran a continuación tanto en forma tabular como en forma gráfica.

Las Tablas 5.1, 5.2 y 5.3 muestran en detalle los resultados obtenidos de los parámetros ajustados así como los parámetros usados inicialmente para los sistemas de excitación.

De la misma forma, con el fin de comparar los resultados de la prueba experimental de campo con los de resultados de la simulación, en la Figura 5.4, 5.5 y 5.6 se muestra gráficamente el comportamiento del escalón de voltaje aplicado a los sistemas de excitación ajustados en comparación con la prueba experimental en campo y también se muestra el comportamiento con los valores iniciales estándar.

Tabla 5.1 Parámetros ajustados del sistema de excitación ESAC1A

Parámetros del Sistema de excitación ESAC1A		
	Estándar	Ajustados
T_R	0	0.115
T_B	0	0.036
T_C	0	1.26
K_A	400	185
T_A	0.02	0.0689
V_{AMAX}	14.5	14.5
V_{AMIN}	-14.5	-14.5
T_E	0.8	0.8
K_F	0.03	0.03
T_F	1	1
K_C	0.2	0.2
K_D	0.38	0.38
K_E	1	0.6
E_1	4.18	4.18
$S_E(E_1)$	0.1	0.1
E_2	3.14	3.14
$S_E(E_2)$	0.03	0.03
V_{RMAX}	6.03	6.03
V_{RMIN}	-5.43	-5.43

Se puede observar que en todos los casos, el comportamiento del voltaje del generador en terminales obtenido a través de simulaciones usando los parámetros ajustados, es prácticamente coincidente con el voltaje en terminales de la prueba experimental de campo. De la misma forma se puede ver que para las simulaciones obtenidas a partir de parámetros estándar, el voltaje en terminales del generador se encuentra muy alejado cuando se le compara con la prueba experimental en campo y con las simulaciones realizadas con parámetros ajustados.

Tabla 5.2 Parámetros ajustados del sistema de excitación ESST1A

Parámetros del Sistema de excitación ESST1A		
	Estándar	Ajustados
T_R	0	0.09
V_{IMAX}	999	0.1
V_{IMIN}	-999	-0.15
T_C	1	1
T_B	10	10
T_{C1}	0	7.9
T_{B1}	0	0.9
K_A	190	114
T_A	0.02	0.005
V_{AMAX}	999	2.5
V_{AMIN}	-999	-2.5
$V_{RMÁX}$	7.8	2.5
$V_{RMÍN}$	-6.7	-2.5
K_C	0.05	0.05
K_F	0	0.009
T_F	1	1
K_{LR}	0	0.001
I_{LR}	0	0.001

Tabla 5.3 Parámetros ajustados del sistema de excitación ESST3A

Parámetros del Sistema de excitación ESST3A		
	Estándar	Ajustados
T_R	0	0.085
V_{IMAX}	0.2	0.2
V_{IMIN}	-0.2	-0.2
K_M	7.04	7.04
T_C	1	2.4
T_B	6.67	4.6
K_A	200	105
T_A	0	0
$V_{RMÁX}$	10	10
$V_{RMÍN}$	-10	-10
K_G	1	1
K_P	4.37	4.37
K_I	4.83	0.55
V_{BMAX}	8.63	8.63
K_C	1.1	0.5
X_L	0.09	0.09
V_{GMAX}	6.53	6.53
θ_P	20	20
T_M	1	0.5
V_{MMAX}	1	0.5
V_{MMIN}	0	-0.5

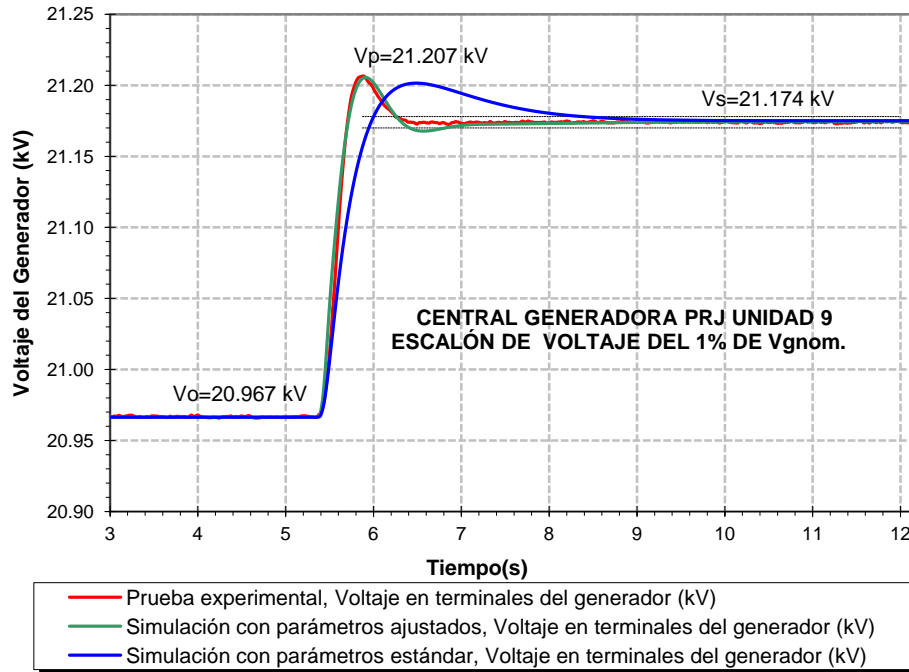


Figura 5.4 Comportamiento del voltaje en terminales del generador para una prueba de escalón de voltaje del 1%. Modelo ESAC1A para la unidad PRJ-U9

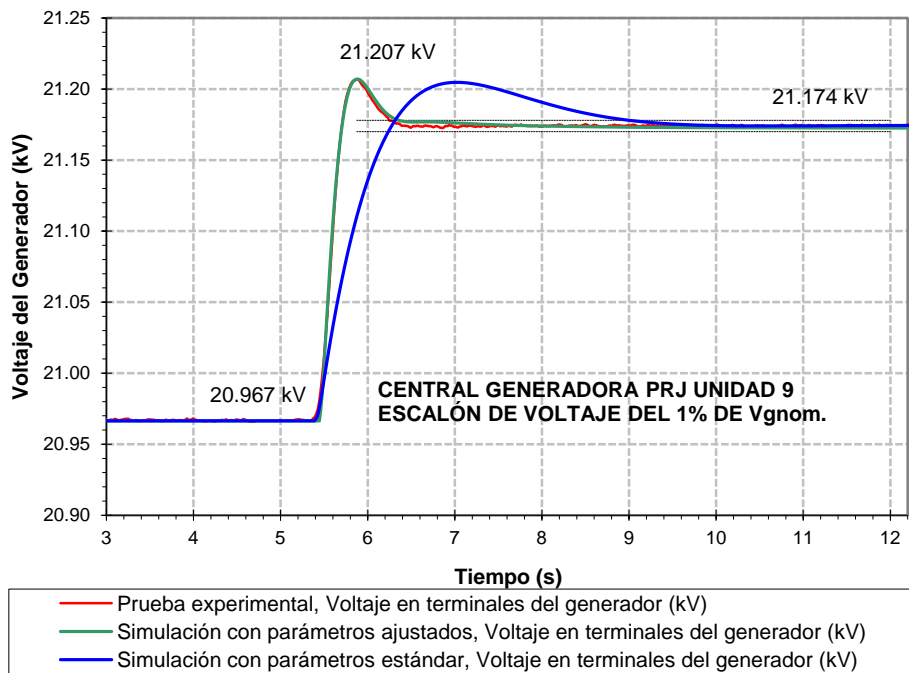


Figura 5.5 Comportamiento del voltaje en terminales del generador para una prueba de escalón de voltaje del 1%. Modelo ESST1A para la unidad PRJ-U9

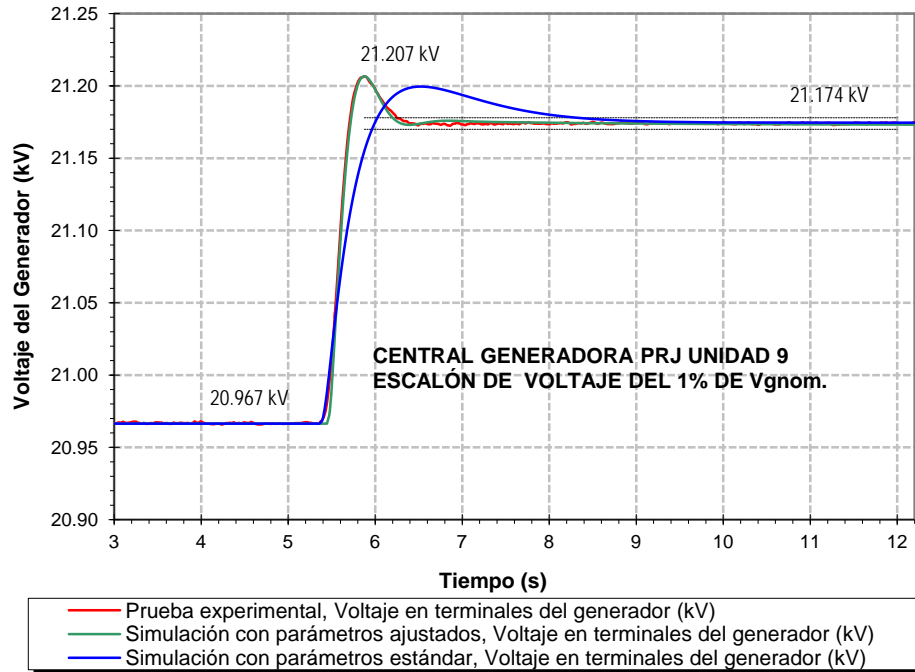


Figura 5.6 Comportamiento del voltaje en terminales del generador para una prueba de escalón de voltaje del 1%. Modelo ESST3A para la unidad PRJ-U9

5.4 Determinación de los índices de respuesta de los sistemas de excitación

En esta sección se evaluó el desempeño de los sistemas de excitación, mediante la simulación de un escalón de voltaje aplicado a distintos modelos de sistemas de excitación, se realizó el escalón de voltaje para el 1% y 10 % del voltaje nominal.

Los modelos utilizados en las simulaciones para la evaluación del desempeño del sistema de excitación se muestran en la Tabla 5.4 e incluyen tanto a los modelos ajustados que se describieron en la sección 5.3, como a otros tipos que contienen parámetros estándar. Para realizar la evaluación del desempeño del sistema de excitación se tomaron como referencia los rangos aceptados por la norma IEEE Std. 421.2 para los índices de respuesta transitoria T_r , T_s y S_p . En la Tabla 5.5 se muestran éstos rangos.

Tabla 5.4 Sistemas de excitación utilizados en las simulaciones

Sistema de excitación	Parámetros
ESAC1A	Ajustados
ESST1A	Ajustados
ESST3A	Ajustados
ESDC1A	Estándar
ESAC1A	Estándar
ESAC2A	Estándar
ESAC4A	Estándar
ESAC6A	Estándar
ESAC8B	Estándar
ESST1A	Estándar
ESST2A	Estándar
ESST3A	Estándar
ESST4B	Estándar

Tabla 5.5 Rangos establecidos por la norma IEEE Std. 421.2 para índices de respuesta de sistemas de excitación

Índices de respuesta	Rangos aceptables
Tiempo de respuesta (T_r)	0.1 a 2.5 s
Tiempo de estabilización (T_s)	0.2 a 10 s
Sobrepaso (S_p)	0 a 80 %

En las secciones siguientes se presentan los valores obtenidos para los índices de respuesta transitoria de las pruebas de escalón de voltaje, tanto para la prueba experimental (Figura 5.3) como para las pruebas simuladas (para los diferentes tipos de sistemas de excitación de la Tabla 5.4). Los índices se calcularon de acuerdo con las fórmulas que se presentaron en la Figura 4.8.

5.4.1 Índices de respuesta transitoria para la prueba experimental realizada en campo

Para la curva del comportamiento del voltaje que se obtuvo experimentalmente y que se muestra en la Figura 5.3 se calcularon los índices de respuesta transitoria. Los valores que se obtuvieron se presentan en la Tabla 5.6.

Tabla 5.6 Índices de respuesta para la prueba experimental obtenida en campo

Índices obtenidos de la prueba en campo	
T_r	0.208 s
T_s	0.867 s
Sp	15.45%

5.4.2 Índices de respuesta transitoria para las simulaciones de escalón de voltaje del 1% para los sistemas de excitación con parámetros ajustados

En la Tabla 5.7 se presentan los índices de respuesta transitoria calculados para las simulaciones de escalón de voltaje del 1%, para los tres sistemas de excitación cuyos parámetros fueron ajustados, es decir para los modelos: ESAC1A, ESST1A y ESST3A. Además se verificó que los índices de respuesta para los tres sistemas de excitación ajustados se encuentren dentro del rango establecido por la norma IEEE 421.2, el resultado también se presenta en la misma Tabla 5.7.

Tabla 5.7 Índice de respuesta para los sistemas de excitación ajustados

Sistema de excitación	Parámetros utilizados	Escalón de voltaje 1%				
		T_r [s]	T_s [s]	Sobrepaso [%]	V_p [kV]	Cumple con la norma
ESAC1A	Ajustados	0.233	1.500	15.15	21.205	✓
ESST1A	Ajustados	0.200	0.967	15.95	21.207	✓
ESST3A	Ajustados	0.200	0.767	15.76	21.207	✓

Los índices de respuesta listados en la Tabla 5.7 se compararon con los índices de respuesta obtenidos de la prueba realizada experimentalmente en campo (Tabla 5.6). En la Tabla 5.8 se presenta el por ciento de diferencia de los tres modelos ajustados respecto a los índices de respuesta de la prueba experimental.

Tabla 5.8 Comparación de índices de respuesta para los sistemas de excitación ajustados con respecto a la prueba experimental

Escalón de voltaje del 1% para sistemas de excitación con parámetros ajustados			
Sistema de excitación	% diferencia		
	T_r	T_s	Sp
ESAC1A	12.2	73.0	1.9
ESST1A	3.8	11.5	3.2
ESST3A	3.8	11.6	2.0

Al observar los resultados de la Tabla 5.8 se encuentra que en general el porcentaje de diferencia es muy pequeño, excepto para T_s en el modelo ESAC1A que tiene un valor del 73 %. Esto se puede ver en el comportamiento del voltaje en terminales de la Figura 5.4 en la que se observa que tarda más en estabilizarse si se le compara con la curva experimental. La razón por la que no se pudo obtener una mejor exactitud en este índice fue porque al ir modificando los parámetros al realizar el ajuste de la curva, no se debía salir de los rangos de validez establecidos en el PSS®E para cada uno de los parámetros del modelo del sistema de excitación. De otro modo hubiera podido encontrarse un conjunto de parámetros que dieran un mejor comportamiento, pero ya no quedarían dentro de los rangos recomendados por el PSS®E.

Dado que sólo se presentó un índice de respuesta con un porcentaje de diferencia considerable, se puede decir que los sistemas de excitación con parámetros ajustados ESAC1A, ESST1A y ESST3A simulan el mismo comportamiento que la prueba experimental en campo.

Las Figuras 5.7, 5.8 y 5.9 muestran los resultados de las simulaciones del escalón de voltaje del 1 % con parámetros ajustados.

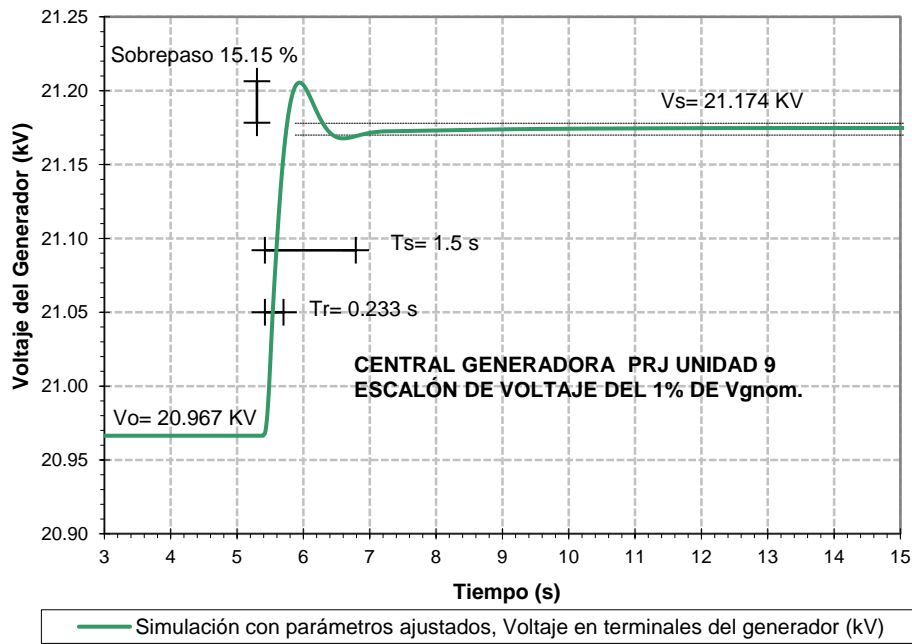


Figura 5.7 Simulación de escalón de voltaje del 1% aplicado al sistema de excitación ESAC1A (ajustado) de la Central Generadora PRJ-U9.

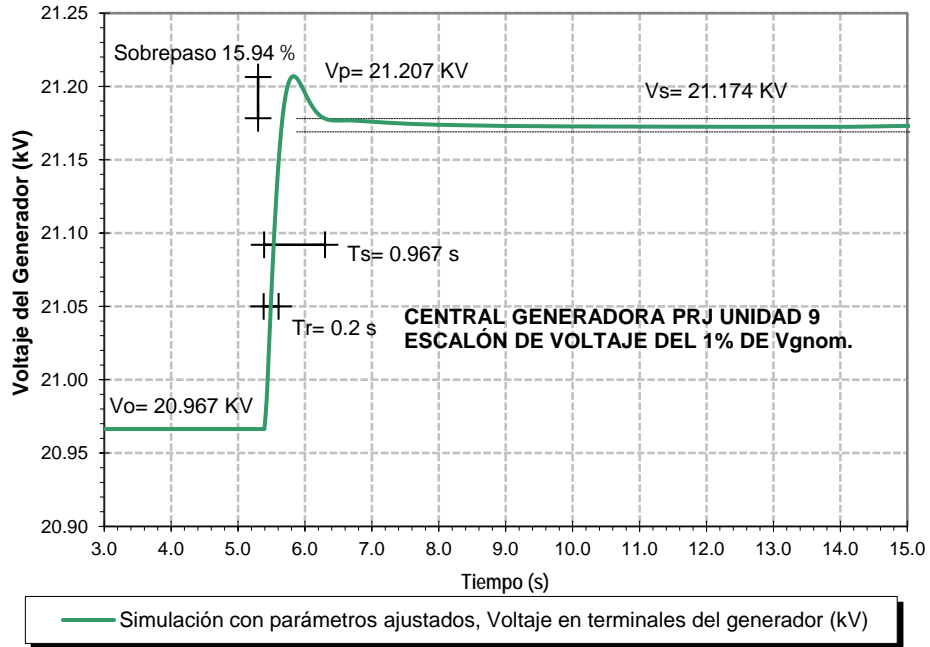


Figura 5.8 Simulación de escalón de voltaje del 1% aplicado al sistema de excitación ESST1A (ajustado) de la Central Generadora PRJ-U9

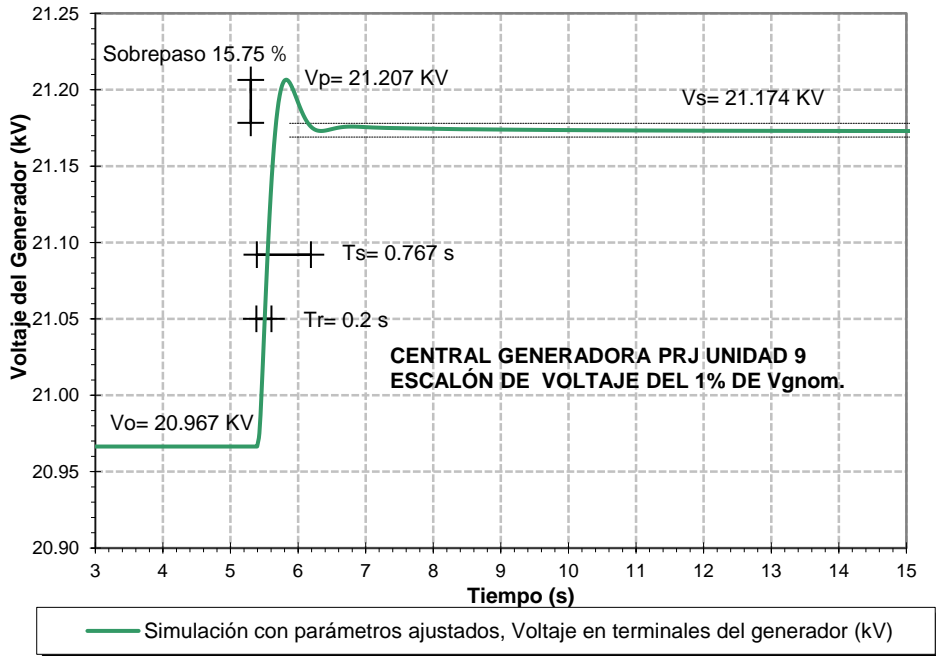


Figura 5.9 Simulación de escalón de voltaje del 1% aplicado al sistema de excitación ESST3A (ajustado) de la Central Generadora PRJ-U9

5.4.3 Índices de respuesta transitoria para las simulaciones de escalón de voltaje del 1% para los sistemas de excitación con parámetros estándar

En la Tabla 5.9 se presentan los índices de respuesta transitoria calculados para las simulaciones de escalón de voltaje del 1%, para los diez sistemas de excitación con parámetros estándar listados en la Tabla 5.4.

Para los índices de respuesta del escalón de voltaje del 1% obtenidos a partir de parámetros estándar se verificó que éstos estén dentro del rango permitido por la norma IEEE Std. 421.2. Se encontró que todos cumplen satisfactoriamente con la norma al comparar los índices de la Tabla 5.5 con los de la Tabla 5.9. En la última columna se indica si cada sistema de excitación cumple con la norma.

Tabla 5.9 Índices de respuesta para escalón de voltaje del 1 % utilizando parámetros estándar para diferentes sistemas de excitación

Sistema de excitación	Parámetros utilizados	Escalón de voltaje 1%				
		T_r [s]	T_s [s]	Sobrepaso [%]	V_p [kV]	Cumple con la norma
ESDC1A	Estándar	0.633	7.800	36.95	21.250	✓
ESAC1A	Estándar	0.400	3.067	13.33	21.202	✓
ESAC2A	Estándar	0.433	3.200	10.59	21.196	✓
ESAC4A	Estándar	1.033	4.540	17.15	21.209	✓
ESAC6A	Estándar	0.233	2.900	46.36	21.270	✓
ESAC8B	Estándar	0.433	3.967	40.18	21.257	✓
ESST1A	Estándar	0.633	3.667	14.80	21.205	✓
ESST2A	Estándar	0.667	4.833	25.61	21.227	✓
ESST3A	Estándar	0.400	3.133	12.36	21.200	✓
ESST4B	Estándar	0.133	3.100	9.98	21.195	✓

Las Figuras 5.10 a 5.19 muestran los resultados obtenidos de las simulaciones para cada uno de los sistemas de excitación de la Tabla 5.9 que tienen parámetros estándar.

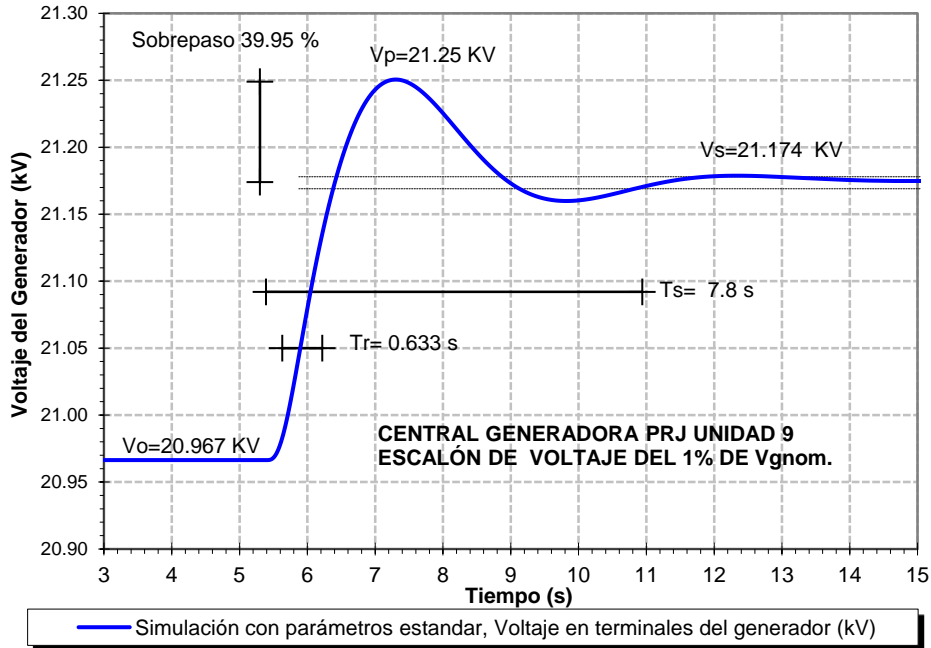


Figura 5.10 Simulación de escalón de voltaje del 1% aplicado al sistema de excitación ESDC1A (estándar) de la Central Generadora PRJ-U9

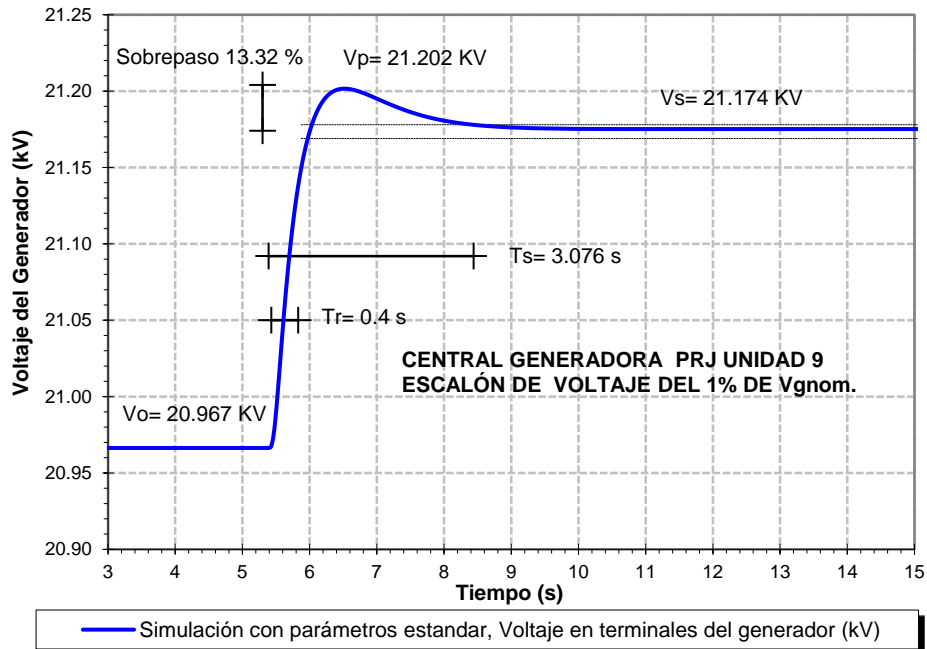


Figura 5.11 Simulación de escalón de voltaje del 1% aplicado al sistema de excitación ESAC1A (estándar) de la Central Generadora PRJ-U9

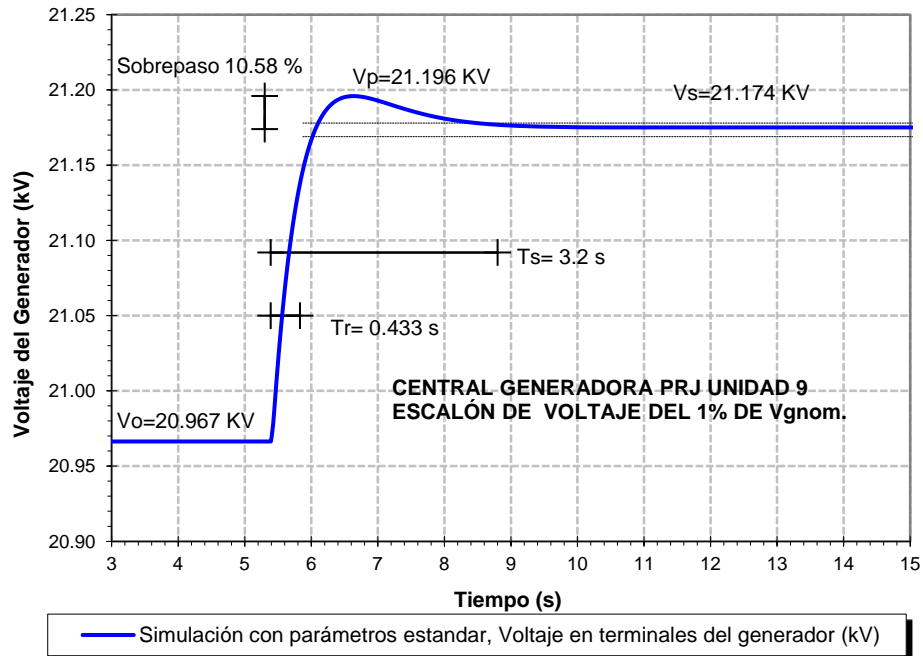


Figura 5.12 Simulación de escalón de voltaje del 1% aplicado al sistema de excitación ESAC2A (estándar) de la Central Generadora PRJ-U9

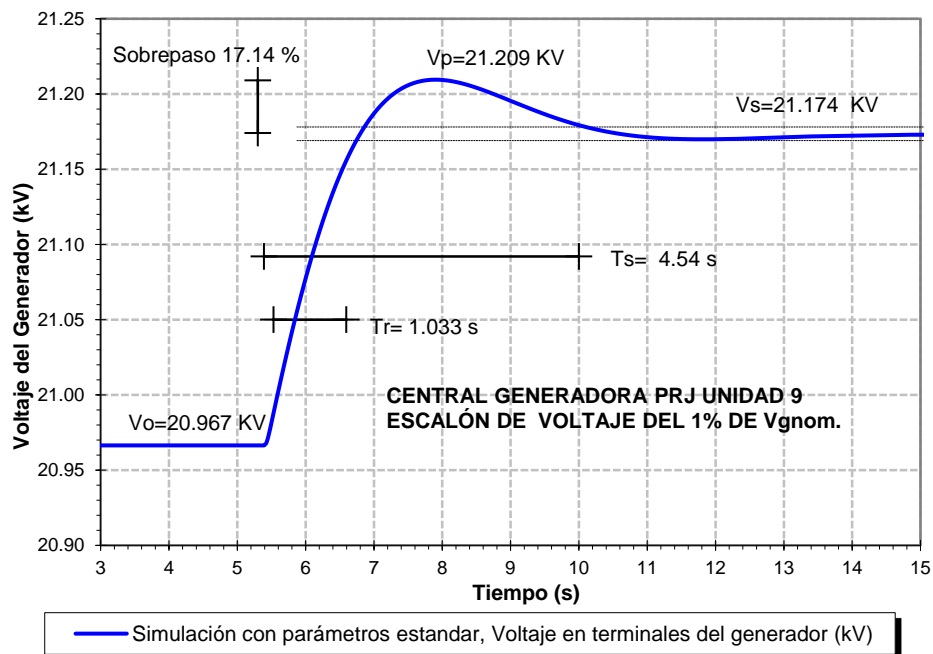


Figura 5.13 Simulación de escalón de voltaje del 1% aplicado al sistema de excitación ESAC4A (estándar) de la Central Generadora PRJ-U9

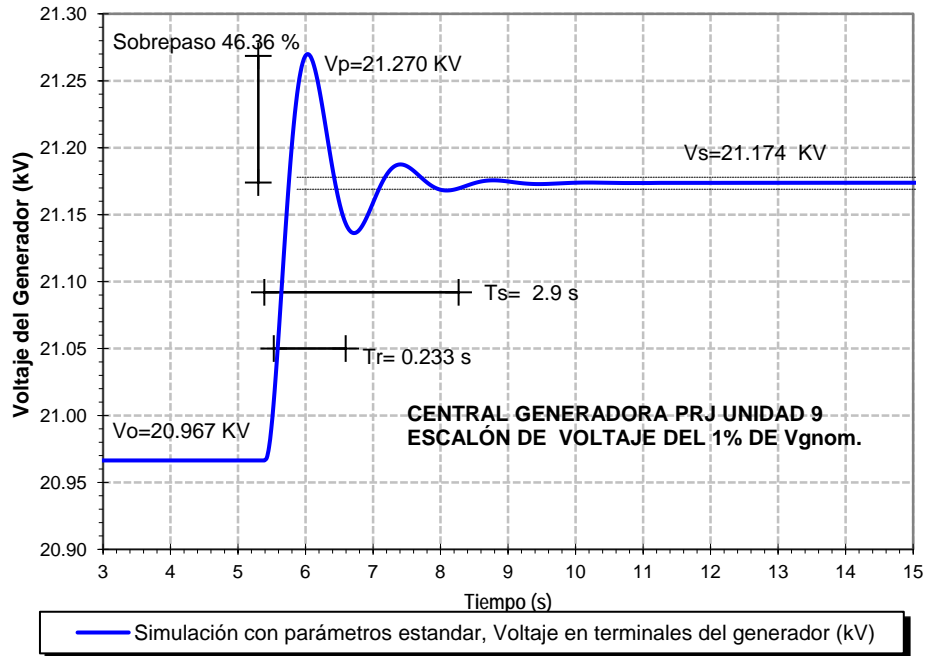


Figura 5.14 Simulación de escalón de voltaje del 1% aplicado al sistema de excitación ESAC6A (estándar) de la Central Generadora PRJ-U9

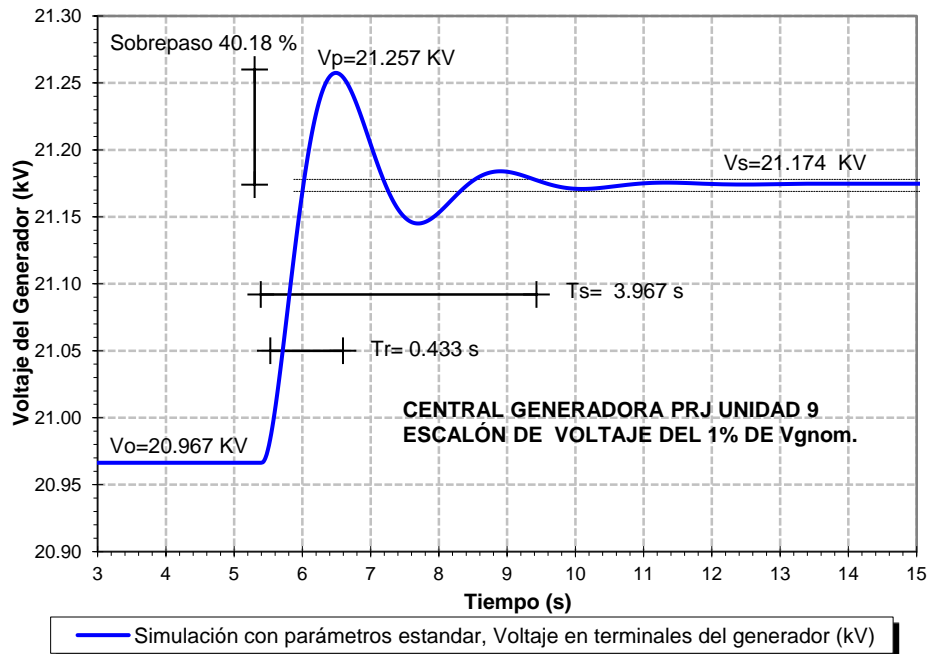


Figura 5.15 Simulación de escalón de voltaje del 1% aplicado al sistema de excitación ESAC8B (estándar) de la Central Generadora PRJ-U9

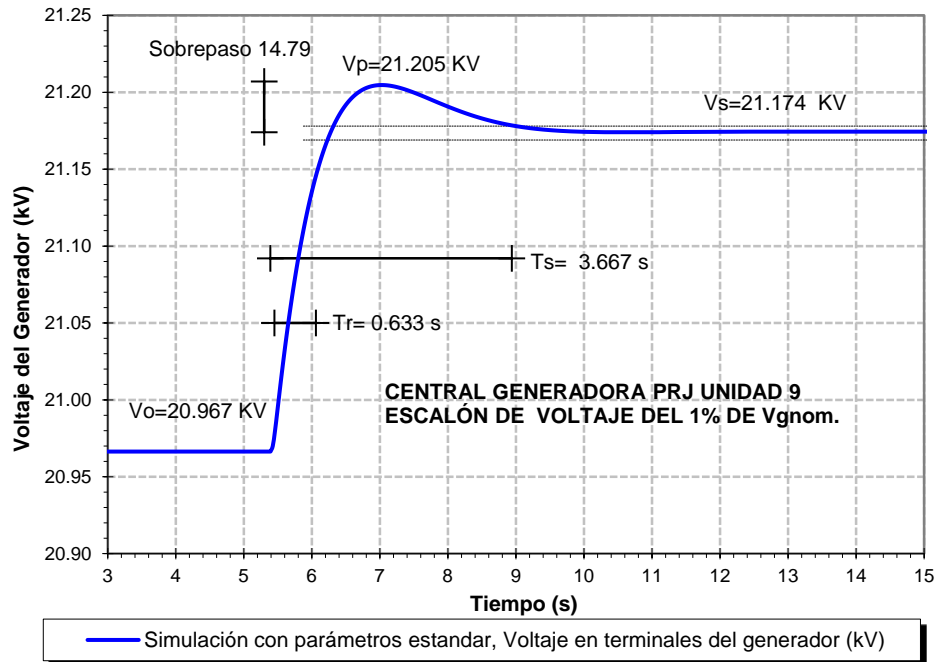


Figura 5.16 Simulación de escalón de voltaje del 1% aplicado al sistema de excitación ESST1A (estándar) de la Central Generadora PRJ-U9

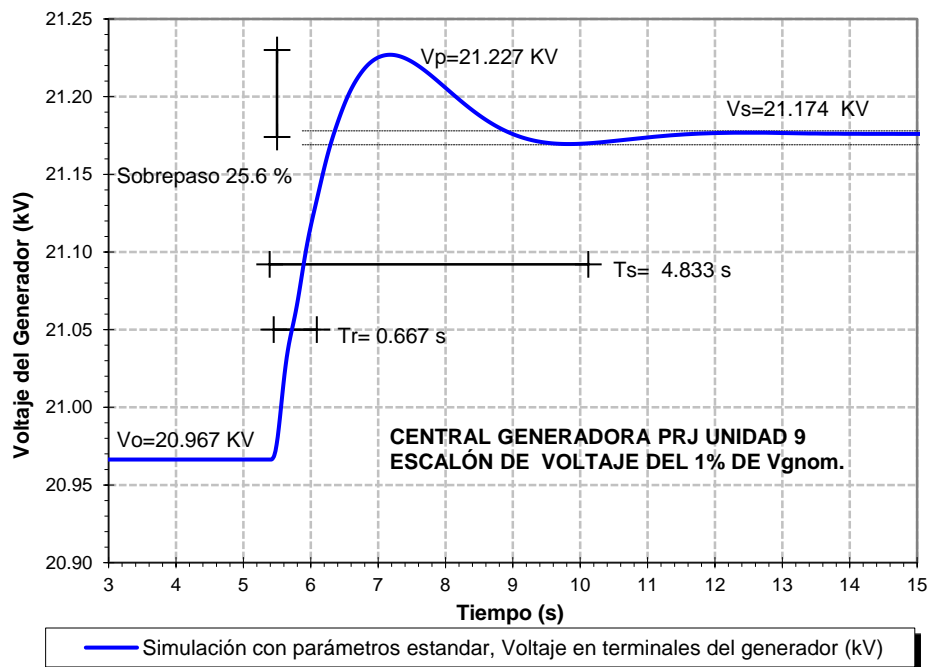


Figura 5.17 Simulación de escalón de voltaje del 1% aplicado al sistema de excitación ESST2A (estándar) de la Central Generadora PRJ-U9

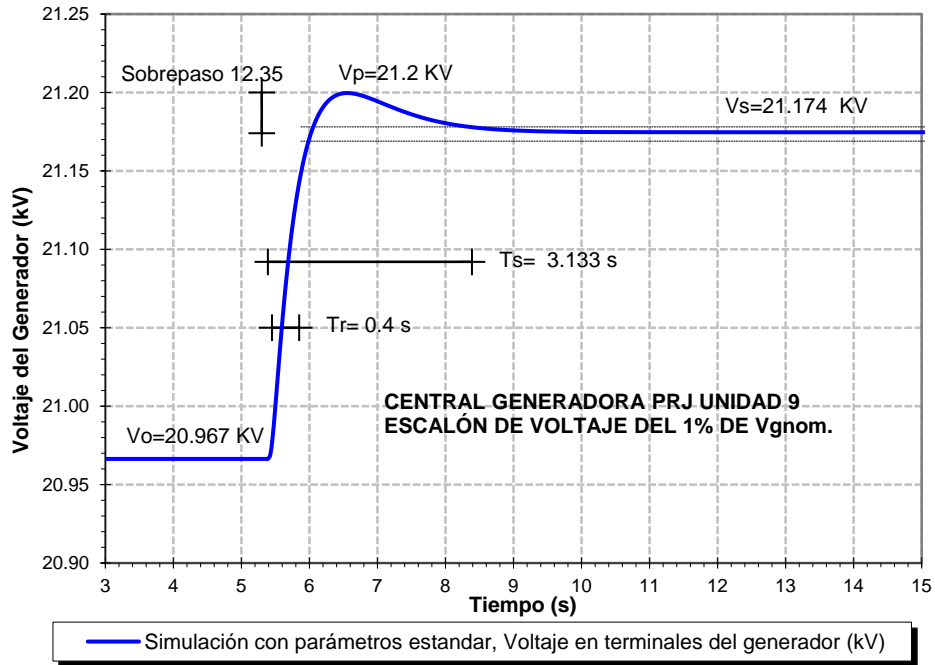


Figura 5.18 Simulación de escalón de voltaje del 1% aplicado al sistema de excitación ESST3A (estándar) de la Central Generadora PRJ-U9

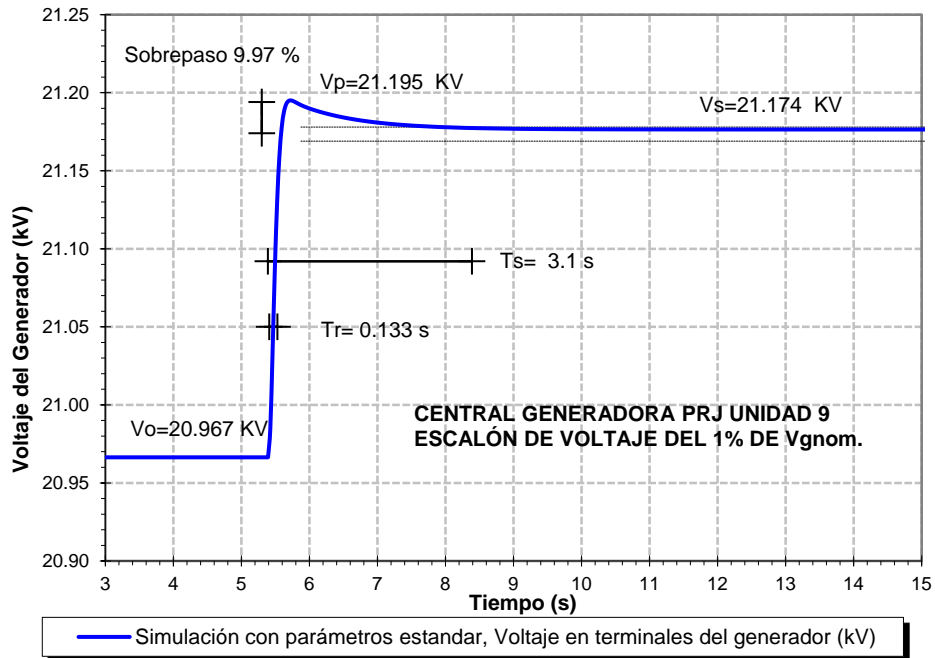


Figura 5.19 Simulación de escalón de voltaje del 1% aplicado al sistema de excitación ESST4B (estándar) de la Central Generadora PRJ-U9

5.4.4 Índices de respuesta transitoria para las simulaciones de escalón de voltaje del 10% para los sistemas de excitación con parámetros estándar

En la Tabla 5.10 se presentan los índices de respuesta transitoria calculados para las simulaciones de escalón de voltaje del 10%, para los diez sistemas de excitación con parámetros estándar listados en la Tabla 5.4.

Para los índices de respuesta del escalón de voltaje del 10 % obtenidos a partir de parámetros estándar se verificó que éstos estén dentro del rango permitido por la norma IEEE Std. 421.2. Se encontró que todos cumplen satisfactoriamente con la norma al comparar los índices de la Tabla 5.5 con los de la Tabla 5.10 y en la última columna se indica si cada sistema de excitación cumple con ella.

Tabla 5.10 Índices de respuesta para escalón de voltaje del 10% utilizando parámetros estándar para diferentes sistemas de excitación

Sistema de excitación	Parámetros utilizados	Escalón de voltaje del 10%				
		T_r [s]	T_s [s]	Sobrepaso [%]	V_p [kV]	Cumple con la norma
ESDC1A	Estándar	0.833	5.800	32.64	23.748	✓
ESAC1A	Estándar	0.533	2.900	11.43	23.303	✓
ESAC2A	Estándar	0.467	2.767	9.24	23.257	✓
ESAC4A	Estándar	1.067	8.466	15.16	23.382	✓
ESAC6A	Estándar	0.233	3.000	29.84	23.689	✓
ESAC8B	Estándar	0.833	*	61.69	24.357	✓
ESST1A	Estándar	0.633	3.367	13.13	23.339	✓
ESST2A	Estándar	0.733	5.300	23.21	23.550	✓
ESST3A	Estándar	0.433	2.633	39.89	23.900	✓
ESST4B	Estándar	0.133	1.800	9.89	23.271	✓

* El tiempo de estabilización para este caso no se logró determinar debido a que V_s no quedó dentro de las bandas de estabilización.

5.5 Simulación dinámica utilizando distintos modelos de sistemas de excitación

En esta sección se presenta el análisis de estabilidad transitoria cuando se simula el comportamiento de distintos modelos de sistemas de excitación en la Unidad Generadora PRJ-U9 del sistema descrito en la Figura 5.2.

El análisis se enfoca en el cálculo del parámetro que define el límite de estabilidad para un disturbio determinado. Este límite se define como tiempo crítico de liberación de

falla (t_{cc}) el cual servirá para la determinación de la estabilidad angular del generador y que consiste en determinar el tiempo máximo que puede permanecer una falla en el sistema sin que el generador pierda estabilidad.

En la figura 5.2 se muestra el diagrama unifilar de la zona de interés bajo estudio. Con base en el flujo de potencia se determinó el punto más vulnerable y se seleccionó el punto de disturbio y la unidad a monitorear.

El disturbio seleccionado para este análisis, consiste en un corto circuito trifásico que ocurre en el Bus de 230 kV PRJ-230, la unidad generadora a monitorear es la PRJ-U9.

Para la determinación de la estabilidad angular del sistema de potencia se utilizó nuevamente el simulador PSS®E Versión 32. La simulación se llevo a cabo en el dominio del tiempo, primero se simularon 2.5 segundos sin ninguna perturbación, es decir en estado estacionario, después se aplicó la falla en el bus PRJ-230 con una duración arbitraria de ciclos, posteriormente se libera la falla al mismo tiempo que se dispara un circuito de la LT PRJ-230 a la LT PPT-230 y finalmente se concluye la simulación hasta 15 segundos.

Se realizaron varias simulaciones del comportamiento dinámico, la duración de la falla se determinó a prueba y error aumentando o disminuyendo el tiempo de duración de de la falla. El objetivo fue el de determinar el máximo tiempo que puede estar presente la falla en el cual el sistema todavía se mantuviera estable, es decir el de determinar el t_{cc} . Este resultado se obtuvo mediante el cálculo del ángulo de la Unidad PRJ-U9 a lo largo de la simulación, ante la aplicación de distintos tiempos de duración de falla.

La simulación se realizó utilizando los distintos modelos de sistemas de excitación que se incluyen en la Tabla 5.4 con el objeto de analizar su comportamiento ante un disturbio y determinar de qué manera responde a éste.

En las secciones siguientes se presentan los resultados obtenidos de las simulaciones dinámicas para sistemas de excitación con parámetros ajustados y parámetros estándar.

5.5.1 Comportamiento angular de la Unidad Generadora PRJ-U9 para los sistemas de excitación con parámetros ajustados

En esta sección se presentan los resultados del cálculo del tiempo crítico de liberación de falla del sistema de potencia cuando se utilizan en la unidad PRJ-U9 los tres diferentes tipos de sistemas de excitación con parámetros ajustados descritos en la sección 5.3.

Los resultados se muestran en la Tabla 5.11 que indica el tiempo crítico de liberación de falla (en ciclos y segundos) cuando ésta ocurre en el PRJ-230 y se libera

simultáneamente con el disparo de la LT PRJ-230 a la LT PPT-230. La columna que indica *Pierde estabilidad (ciclos)* corresponde a un tiempo de t_{cc} más 0.1 ciclos en el que el sistema ya no permanece estable.

Tabla 5.11 Límites de estabilidad para sistemas de excitación con parámetros ajustados

Sistema de excitación	Parámetros utilizados	Nombre de bus monitoreado	Bus de falla	t_{cc}		Pierde estabilidad (ciclos)
				(ciclos)	(s)	
ESAC1A	Ajustados	PRJ-U9	PRJ-230	13	0.217	13.1
ESST1A	Ajustados	PRJ-U9	PRJ-230	12.8	0.213	12.9
ESST3A	Ajustados	PRJ-U9	PRJ-230	13	0.217	13.1

Las Figuras 5.20, 5.21 y 5.22 muestran el comportamiento angular de la Unidad Generadora PRJ-U9 cuando se usan los sistemas de excitación de la Tabla 5.11 ante el disturbio mencionado. La curva en color rojo representa el comportamiento del ángulo cuando la falla se libera en el t_{cc} , mientras que la curva en color verde corresponde a la simulación en la que el tiempo de liberación de falla ocurre 0.1 ciclos después del t_{cc} .

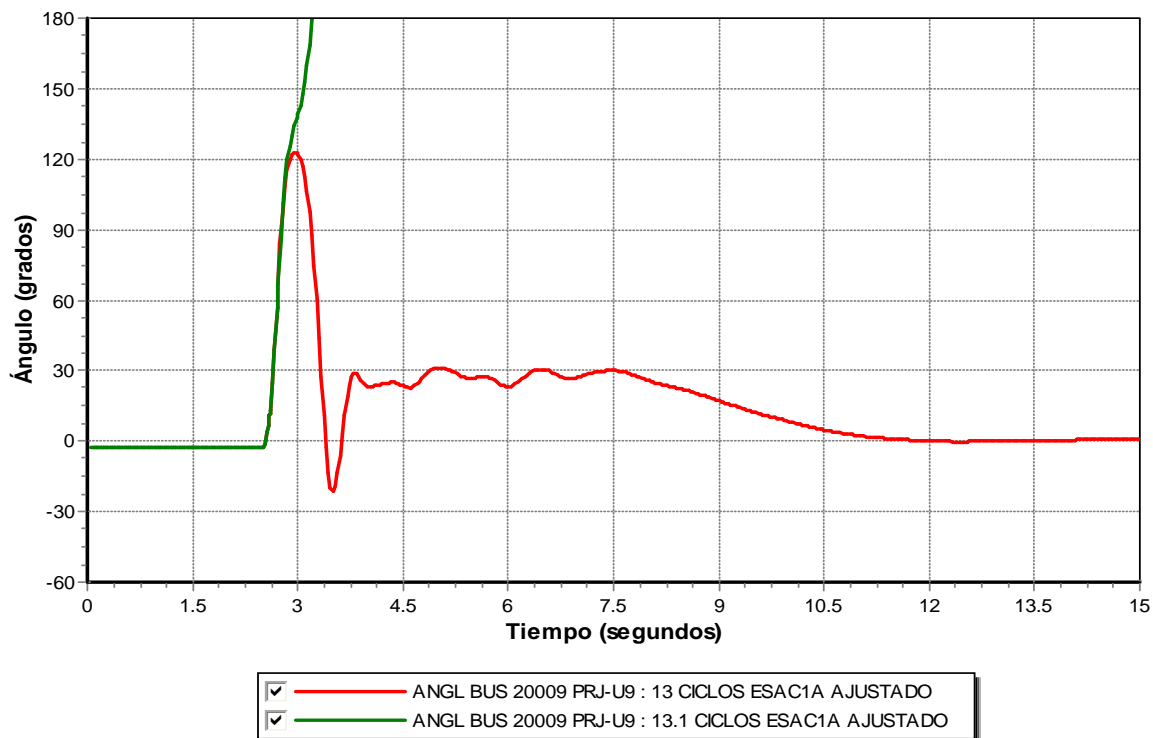


Figura 5.20 Comportamiento angular de la unidad generadora PRJ-U9 con sistema de excitación ESAC1A ajustado ante falla en PRJ-230 y apertura de un circuito de la LT PRJ-230 a la LT PPT-230

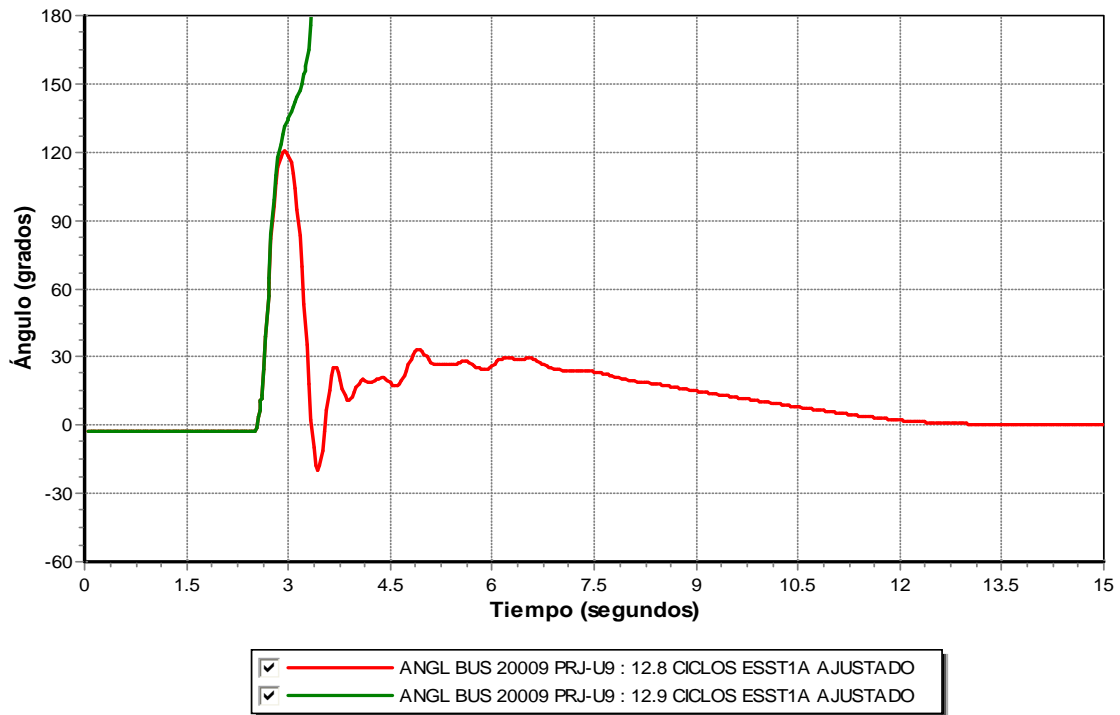


Figura 5.21 Comportamiento angular de la unidad generadora PRJ-U9 con sistema de excitación ESST1A ajustado ante falla en PRJ-230 y apertura de un circuito de la LT PRJ-230 a la LT PPT-230

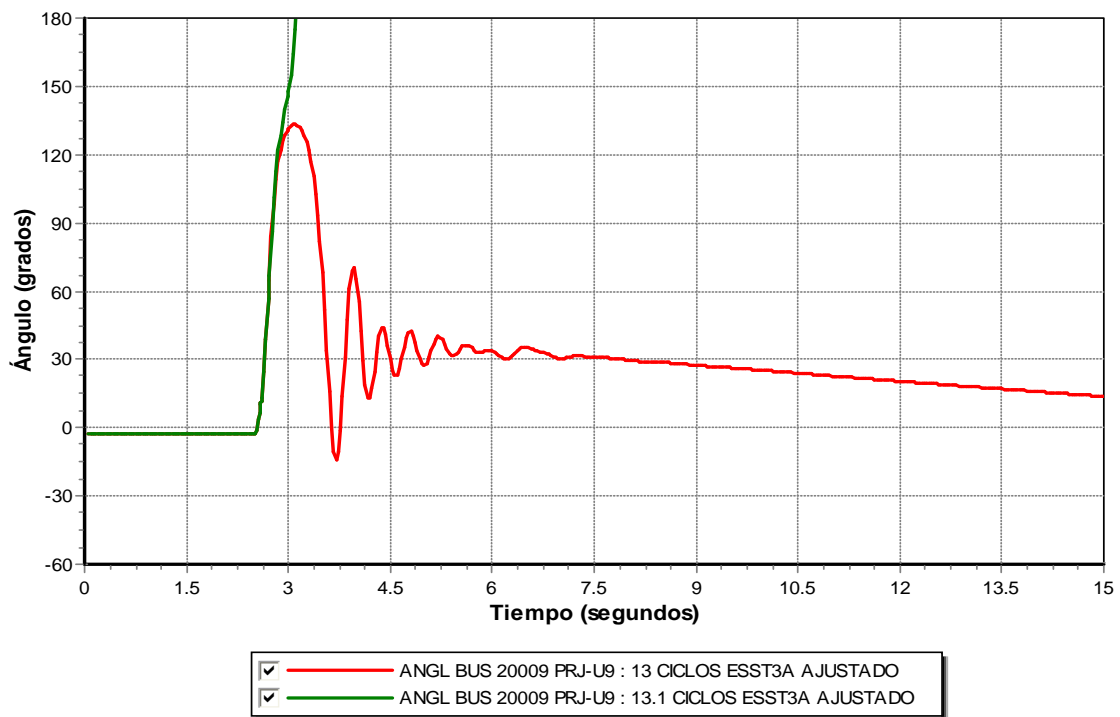


Figura 5.22 Comportamiento angular de la unidad generadora PRJ-U9 con sistema de excitación ESST3A ajustado ante falla en PRJ-230 y apertura de un circuito de la LT PRJ-230 a la LT PPT-230

5.5.2 Comportamiento angular de la Unidad Generadora PRJ-U9 para los sistemas de excitación con parámetros estándar

En esta sección se presentan los resultados del cálculo del tiempo crítico de liberación de falla del sistema de potencia cuando se utilizan en la unidad PRJ-U9 los diez diferentes tipos de sistemas de excitación con parámetros estándar descritos en la sección 5.4.

Los resultados se muestran en la Tabla 5.12 que indica el tiempo crítico de liberación de falla (en ciclos y segundos) cuando ésta ocurre en el bus PRJ-230 y se libera simultáneamente con el disparo de la línea *PRJ-230 a PPT-230*. La columna que indica *Pierde estabilidad (ciclos)* corresponde a un tiempo de t_{cc} más 0.1 ciclos en el que el sistema ya no permanece estable.

Tabla 5.12 Límites de estabilidad para distintos modelos de sistemas de excitación utilizados con parámetros estándar

Sistema de excitación	Parámetros utilizados	Nombre de bus monitoreado	Bus de falla	t_{cc}		Pierde estabilidad (ciclos)
				(ciclos)	(s)	
ESDC1A	Estándar	PRJ-U9	PRJ-230	13	0.217	13.1
ESAC1A	Estándar	PRJ-U9	PRJ-230	13	0.217	13.1
ESAC2A	Estándar	PRJ-U9	PRJ-230	13	0.217	13.1
ESAC4A	Estándar	PRJ-U9	PRJ-230	13.2	0.220	13.3
ESAC6A	Estándar	PRJ-U9	PRJ-230	13	0.217	13.1
ESAC8B	Estándar	PRJ-U9	PRJ-230	13.2	0.220	13.3
ESST1A	Estándar	PRJ-U9	PRJ-230	13	0.217	13.1
ESST2A	Estándar	PRJ-U9	PRJ-230	13.2	0.220	13.3
ESST3A	Estándar	PRJ-U9	PRJ-230	13.4	0.223	13.5
ESST4B	Estándar	PRJ-U9	PRJ-230	13.2	0.22	13.3

Las Figuras 5.23 a 5.32 muestran el comportamiento angular de la Unidad Generadora PRJ-U9 cuando se usan los sistemas de excitación de la Tabla 5.12 ante el disturbio mencionado. La curva en color rojo representa el comportamiento del ángulo cuando la falla se libera en el t_{cc} , mientras que la curva en color verde corresponde a la simulación en la que el tiempo de liberación de falla ocurre 0.1 ciclos después del t_{cc} .

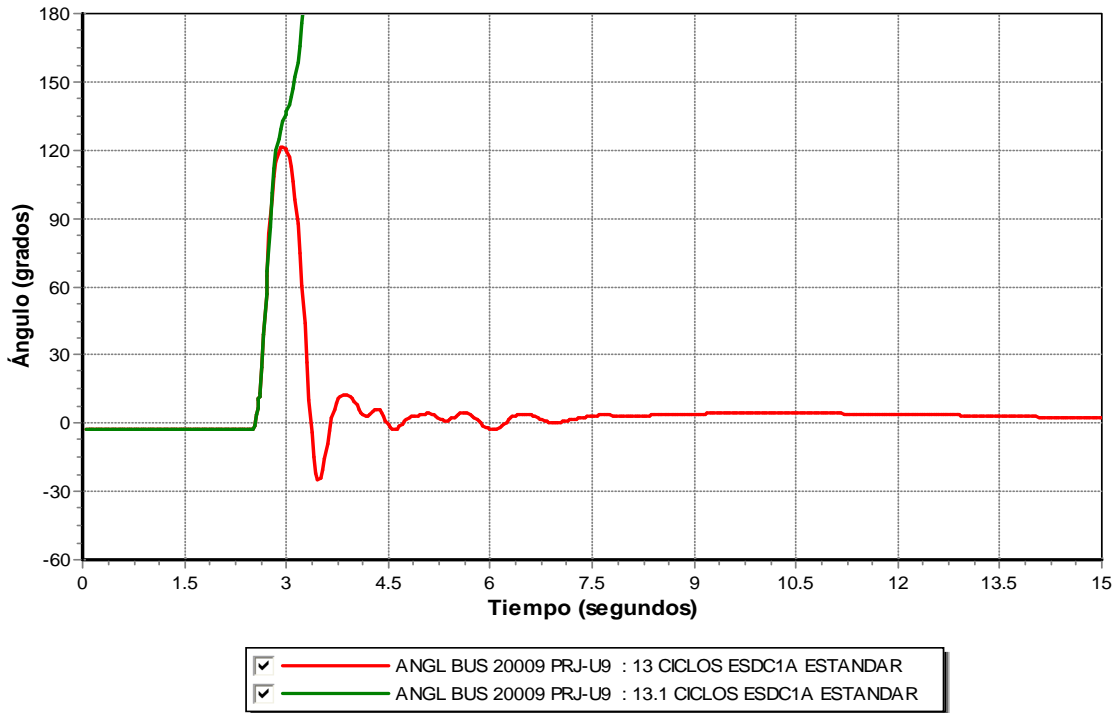


Figura 5.23 Comportamiento angular de la unidad generadora PRJ-U9 con sistema de excitación ESDC1A estándar ante falla en PRJ-230 y apertura de un circuito de la LT PRJ-230 a la LT PPT-230

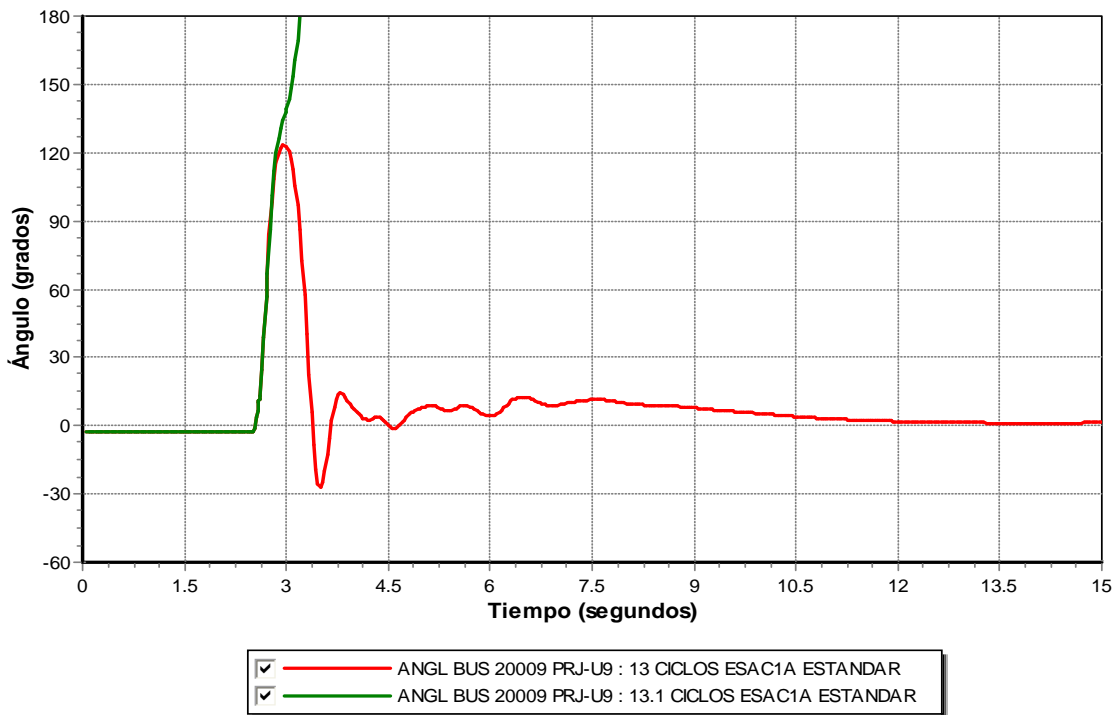


Figura 5.24 Comportamiento angular de la unidad generadora PRJ-U9 con sistema de excitación ESAC1A estándar ante falla en PRJ-230 y apertura de un circuito de la LT PRJ-230 a la LT PPT-230

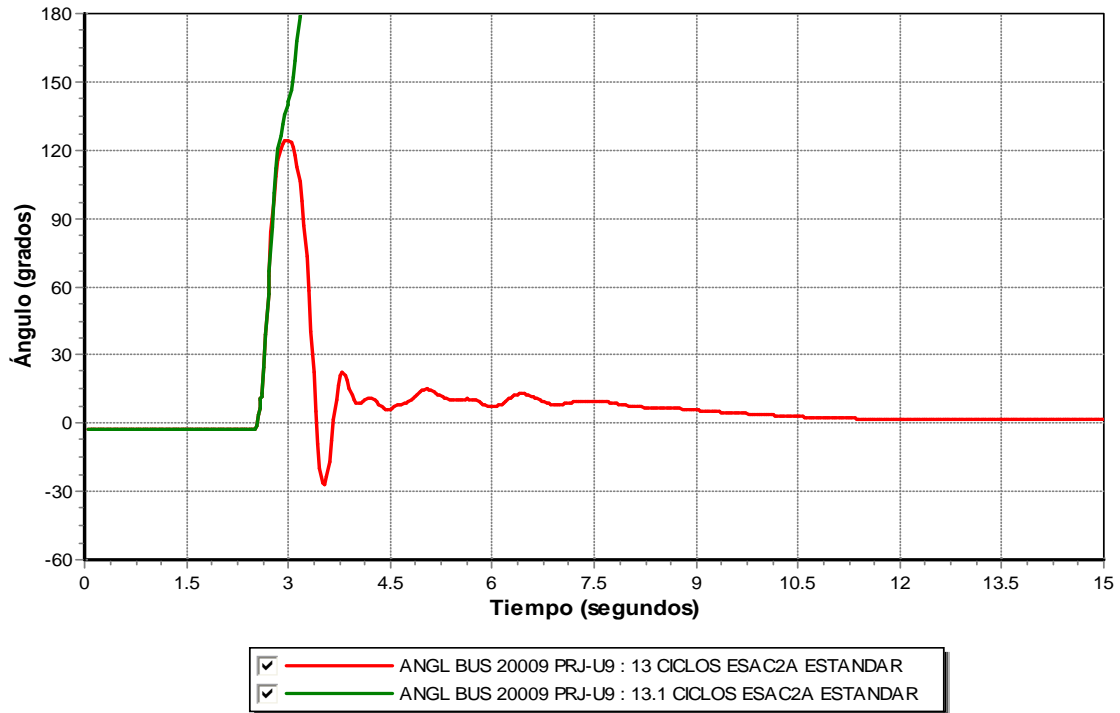


Figura 5.25 Comportamiento angular de la unidad generadora PRJ-U9 con sistema de excitación ESAC2A estándar ante falla en PRJ-230 y apertura de un circuito de la LT PRJ-230 a la LT PPT-230

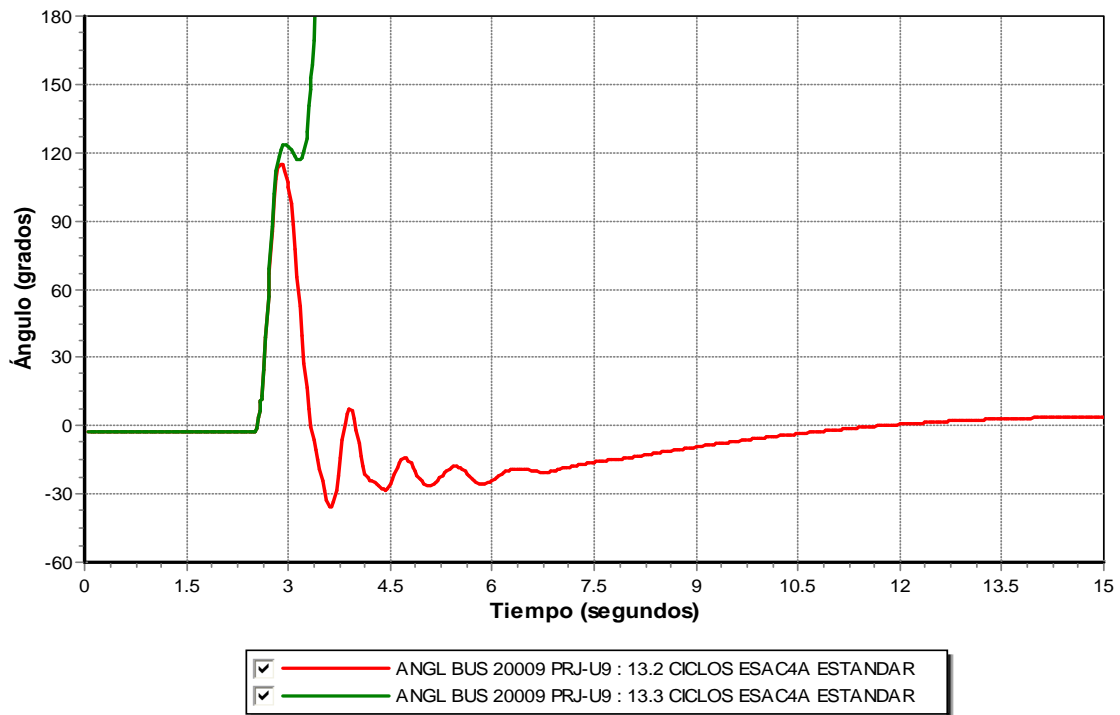


Figura 5.26 Comportamiento angular de la unidad generadora PRJ-U9 con sistema de excitación ESAC4A estándar ante falla en PRJ-230 y apertura de un circuito de la LT PRJ-230 a la LT PPT-230

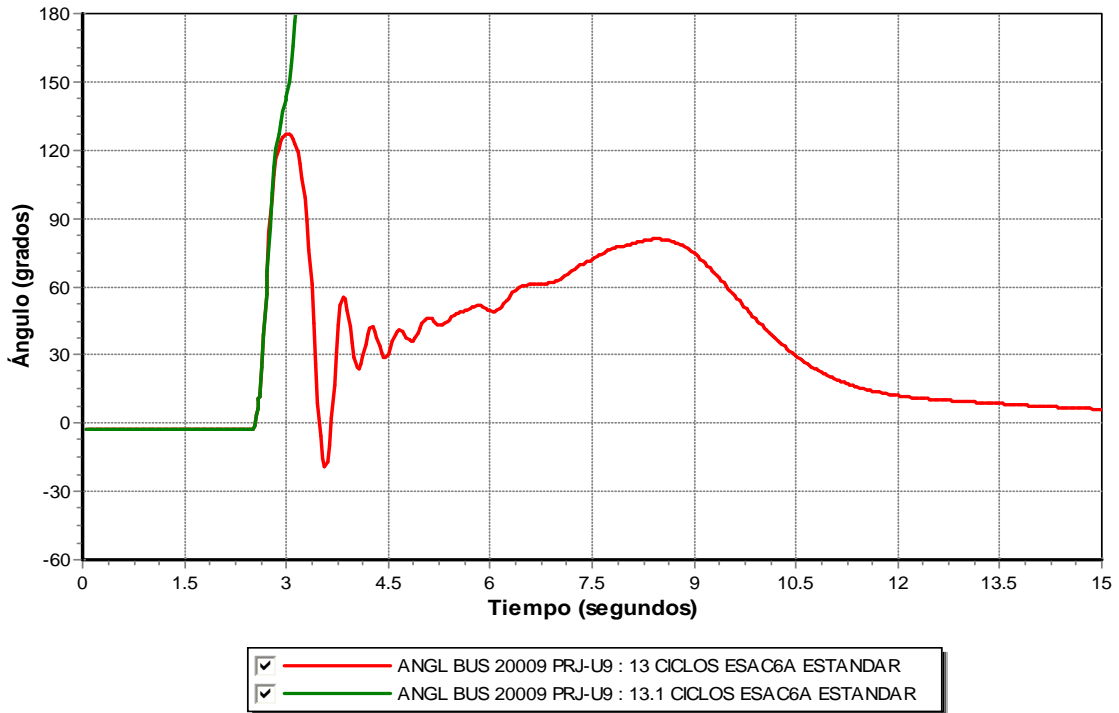


Figura 5.27 Comportamiento angular de la unidad generadora PRJ-U9 con sistema de excitación ESAC6A estándar ante falla en PRJ-230 y apertura de un circuito de la LT PRJ-230 a la LT PPT-230

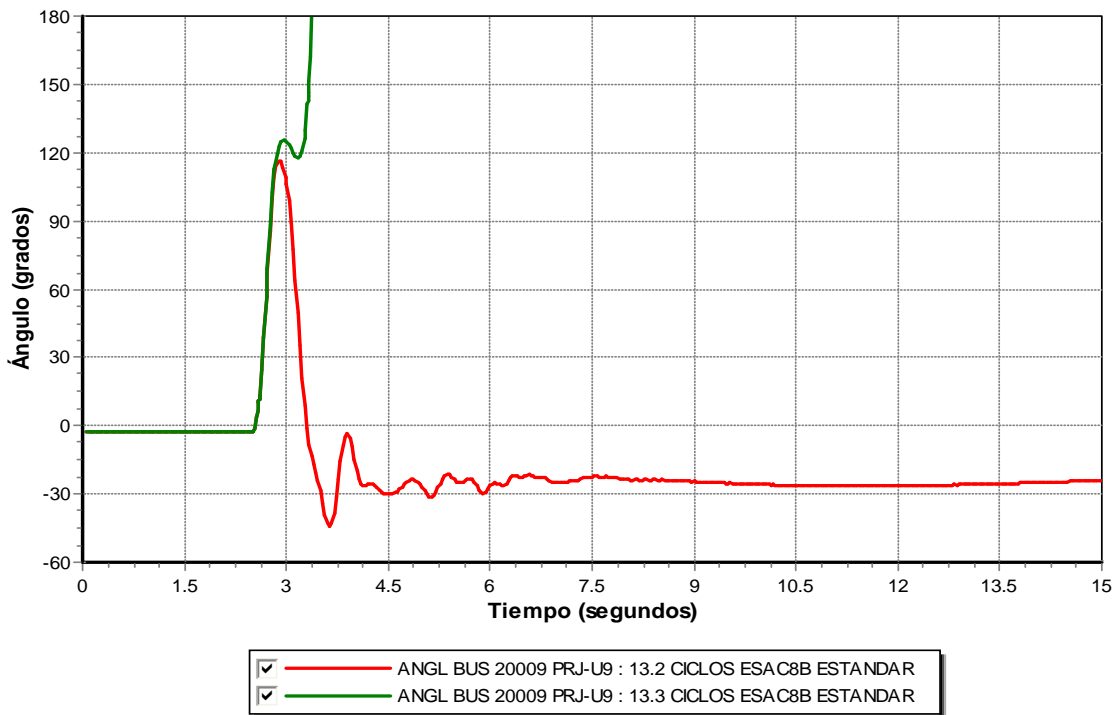


Figura 5.28 Comportamiento angular de la unidad generadora PRJ A-U9 con sistema de excitación ESAC8B estándar ante falla en PRJ-230 y apertura de un circuito de la LT PRJ-230 a la LT PPT-230

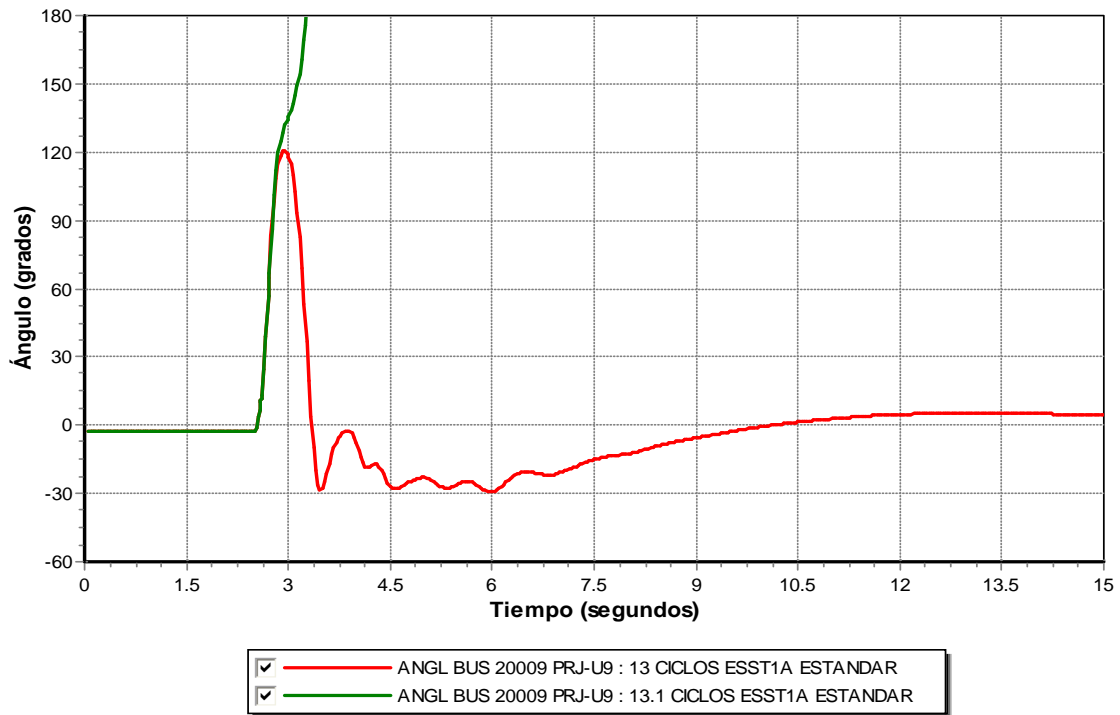


Figura 5.29 Comportamiento angular de la unidad generadora PRJ-U9 con sistema de excitación ESST1A estándar ante falla en PRJ-230 y apertura de un circuito de la LT PRJ-230 a la LT PPT-230

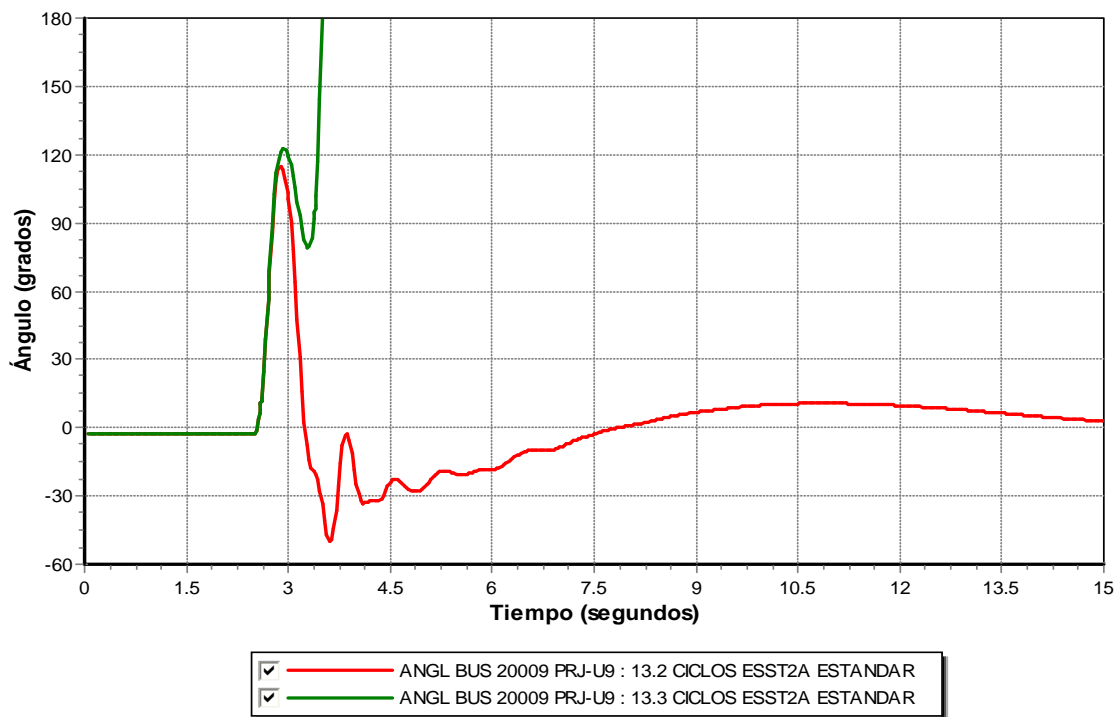


Figura 5.30 Comportamiento angular de la unidad generadora PRJ-U9 con sistema de excitación ESST2A estándar ante falla en PRJ-230 y apertura de un circuito de la LT PRJ-230 a la LT PPT-230

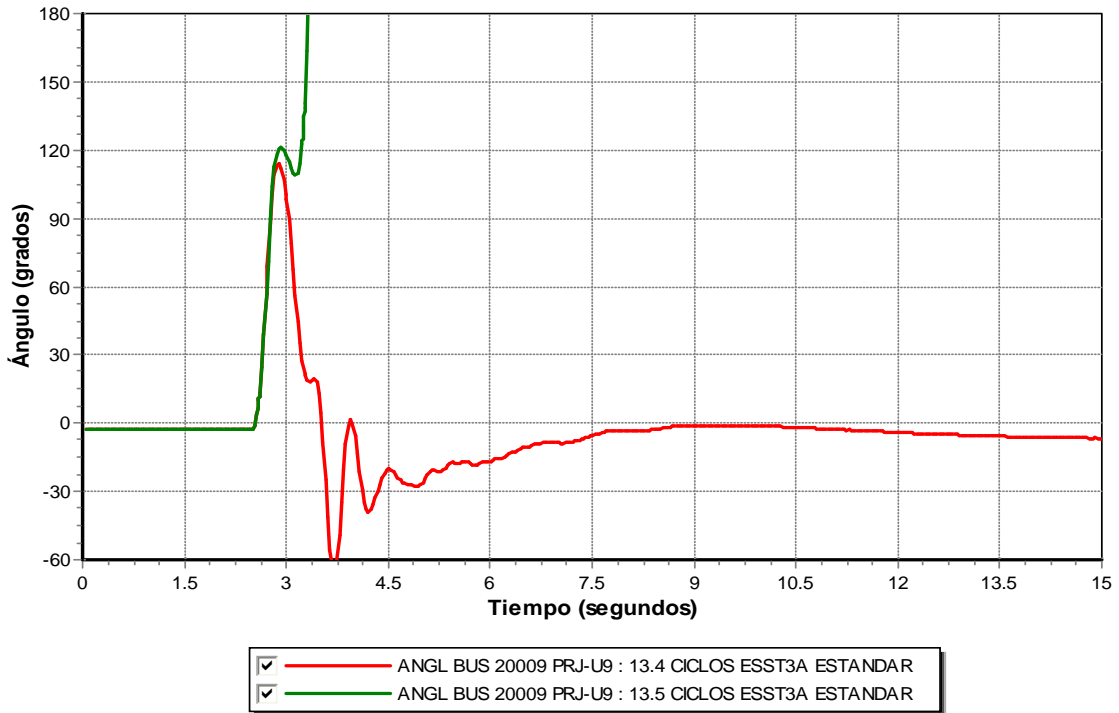


Figura 5.31 Comportamiento angular de la unidad generadora PRJ-U9 con sistema de excitación ESST3A estándar ante falla en PRJ-230 y apertura de un circuito de la LT PRJ-230 a la LT PPT-230

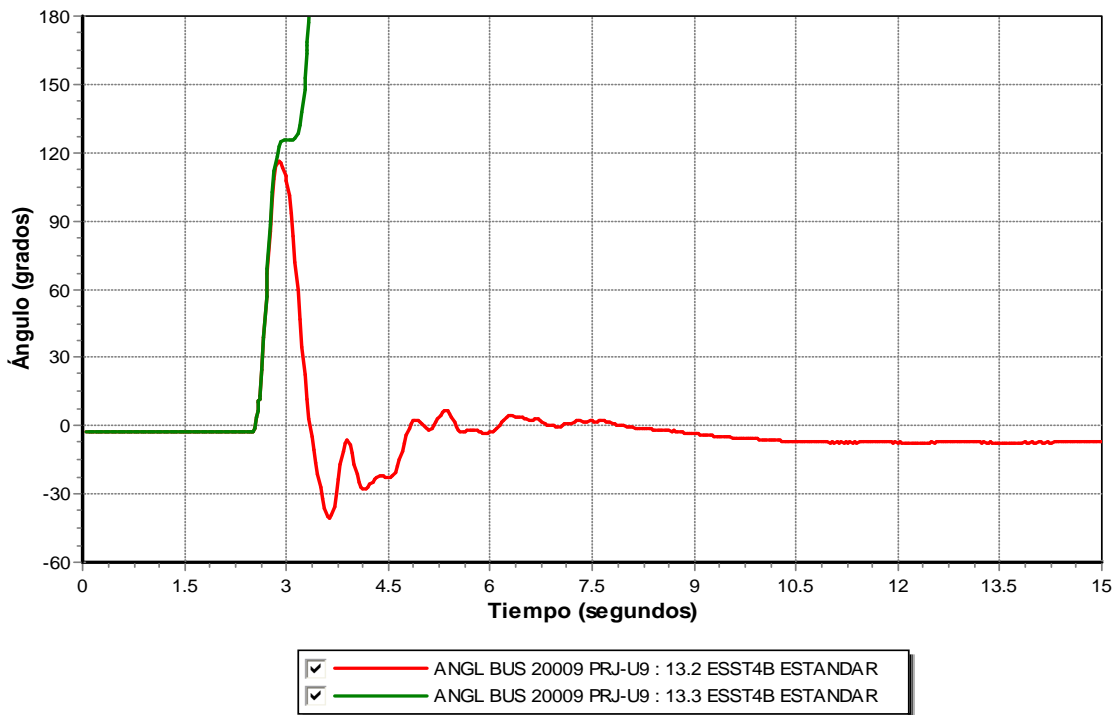


Figura 5.32 Comportamiento angular de la unidad generadora PRJ-U9 con sistema de excitación ESST4B estándar ante falla en PRJ-230 y apertura de un circuito de la LT PRJ-230 a la LT PPT-230

5.6 Efecto de los voltajes de techo en la estabilidad transitoria utilizando distintos modelos de sistemas de excitación

En esta sección se presentan las simulaciones dinámicas que se realizaron con el propósito de analizar el voltaje máximo de corriente directa que el sistema de excitación es capaz de suministrar través de sus terminales bajo condiciones severas. De acuerdo con la referencia [18] los voltajes de techo más altos tienden a mejorar la estabilidad transitoria.

El análisis se enfoca en la determinación del voltaje del sistema de excitación, es decir el voltaje de campo del generador, a través de simulaciones digitales. Los parámetros $V_{RMÍN}$ y $V_{RMÁX}$ del sistema de excitación se llevaron a sus valores mínimo y/o máximo, considerando los rangos establecidos por el PSS®E para diferentes tipos de sistemas de excitación.

El objeto de hacer las simulaciones variando los valores del parámetro $V_{RMÍN}$ y $V_{RMÁX}$ será encontrar la mejora del t_{cc} ante un disturbio.

El disturbio seleccionado para este análisis nuevamente, consiste en un corto circuito trifásico que ocurre en el bus de 230 kV PRJ-230, la unidad generadora a monitorear es la PRJ-U9.

Se utilizó el simulador PSS®E Versión 32 y las pruebas se llevaron a cabo en el dominio del tiempo. Se simularon inicialmente 2.5 segundos sin ninguna perturbación, es decir en estado estacionario, después se aplicó la falla en el bus PRJ-230 con una duración de 6 de ciclos, posteriormente se libera la falla al mismo tiempo que se dispara un circuito de la LT PRJ-230 a la LT PPT-230 y finalmente se concluye la simulación hasta 15 segundos.

En las secciones siguientes se presentan los resultados obtenidos de las simulaciones dinámicas para sistemas de excitación con parámetros ajustados y parámetros estándar descritos en la sección 5.3 y 5.4.

5.6.1 Efecto de los voltajes de techo en la estabilidad transitoria ante falla en el bus PRJ-230 utilizando los sistemas de excitación ajustados

En esta sección se presentan los resultados obtenidos de las simulaciones cuando se utilizan los tres diferentes tipos de sistemas de excitación con parámetros ajustados descritos en la sección 5.3.

Se realizaron las simulaciones usando los parámetros del sistema de excitación ajustados mostrados en la Tablas 5.1, 5.2 y 5.3 y los resultados se compararon con los de

las simulaciones realizadas con los mismos parámetros pero llevando al valor máximo el parámetro $V_{RM\acute{A}X}$ o $V_{RM\acute{I}N}$, de acuerdo a los límites recomendados en [23].

La Tabla 5.13 muestra los valores de $V_{RM\acute{A}X}$ y $V_{RM\acute{I}N}$, utilizados en las simulaciones para los sistemas de excitación ajustados.

Tabla 5.13 Valores de $V_{RM\acute{A}X}$ y $V_{RM\acute{I}N}$ utilizados para los sistemas de excitación ajustados

Sistema de excitación	Valor original		Valor modificado	
	$V_{RM\acute{I}N}$	$V_{RM\acute{A}X}$	$V_{RM\acute{I}N}$	$V_{RM\acute{A}X}$
ESAC1A	-5.43	6.03	-5.43	14.9
ESST1A	-6.7	7.8	-6.7	8
ESST3A	-10	10	0.4	10

Las Figuras 5.33 a 5.35 muestran el comportamiento del voltaje de campo del generador al llevar a su límite $V_{RM\acute{A}X}$ o $V_{RM\acute{I}N}$ para los sistemas de excitación ajustados.

Para cada sistema de excitación ajustado se realizó el cálculo del t_{cc} por medio de simulaciones de la misma forma como se describió en la sección 5.5. Para ello, se utilizaron los parámetros modificados de $V_{RM\acute{I}N}$ y $V_{RM\acute{A}X}$ que se muestran en la Tabla 5.13. Los resultados obtenidos del t_{cc} se compararon con los que se encontraron de las simulaciones mostrados en la Tabla 5.11.

En la Tabla 5.14 se incluye un resumen de resultados que indica el tiempo crítico de liberación de falla (en ciclos) cuando ésta ocurre en el bus PRJ-230 y se libera simultáneamente con el disparo de la línea PRJ-230 a PPT-230.

Tabla 5.14 Límites de estabilidad para distintos modelos de sistemas de excitación utilizados con valores de $V_{RM\acute{I}N}$ y $V_{RM\acute{A}X}$ modificados

Sistema de excitación	Nombre de bus monitoreado	Bus de falla	Valores de $V_{RM\acute{I}N}$ y $V_{RM\acute{A}X}$ originales		Valores de $V_{RM\acute{I}N}$ y $V_{RM\acute{A}X}$ modificados	
			t_{cc}	Pierde estabilidad	t_{cc}	Pierde estabilidad
			(ciclos)		(ciclos)	
ESAC1A	PRJ-U9	PRJ-230	13	13.1	12.2	13.3
ESST1A	PRJ-U9	PRJ-230	12.8	12.9	13	13.1
ESST3A	PRJ-U9	PRJ-230	13	13.1	13	13.1

De acuerdo con los resultados de la Tabla 5.14 se puede observar que para los modelos ESAC1A y ESST1A hay un aumento de 0.2 ciclos en el valor de t_{cc} cuando los valores de $V_{RMÁX}$ o $V_{RMÍN}$ se llevan a su valor máximo. Esto significa que cuando se modifican éstos parámetros a los valores indicados, el sistema podría permanecer más tiempo bajo condición de falla sin perder estabilidad. Para el sistema de excitación ESST3A el t_{cc} no se modificó, porque el valor de $V_{RMÁX}$ o $V_{RMÍN}$ ya se encontraba al máximo. Cabe mencionar que estos parámetros ya no se llevaron a valores más grandes, ya que están en los límites de los rangos establecidos por el PSS®E.

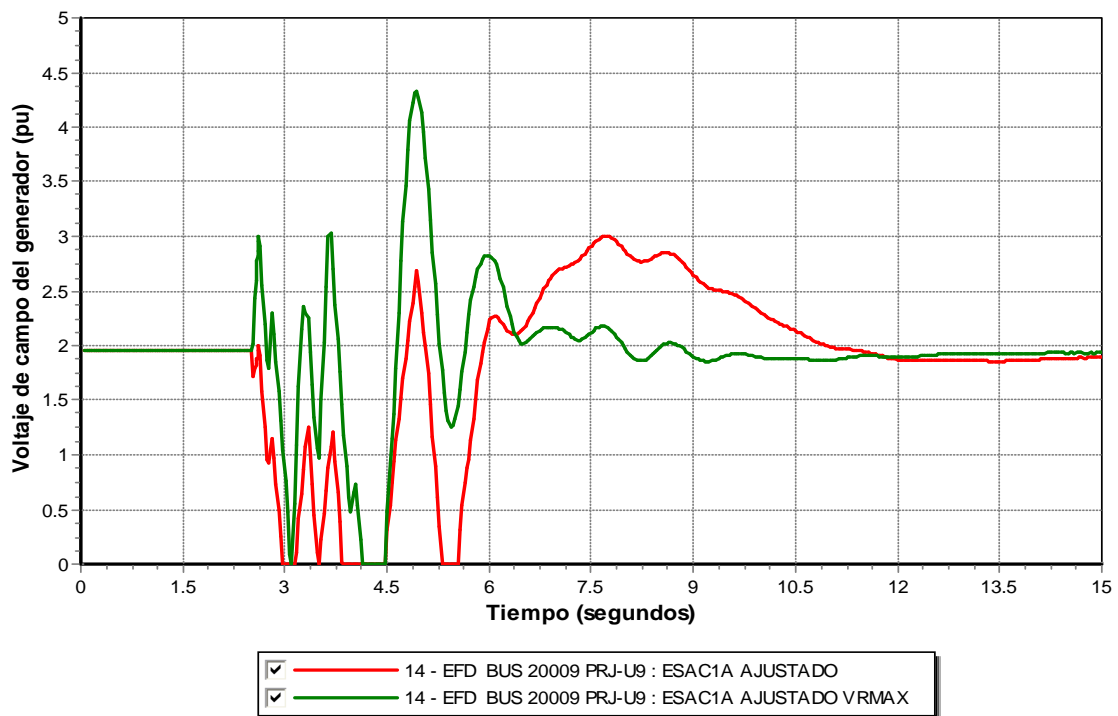


Figura 5.33 Comportamiento del voltaje de campo del generador con valores de $V_{RMÁX}$ y $V_{RMÍN}$ ajustados y modificados, ante falla trifásica de 6 ciclos en el bus PRJ-230. Sistema de excitación modelo ESAC1A

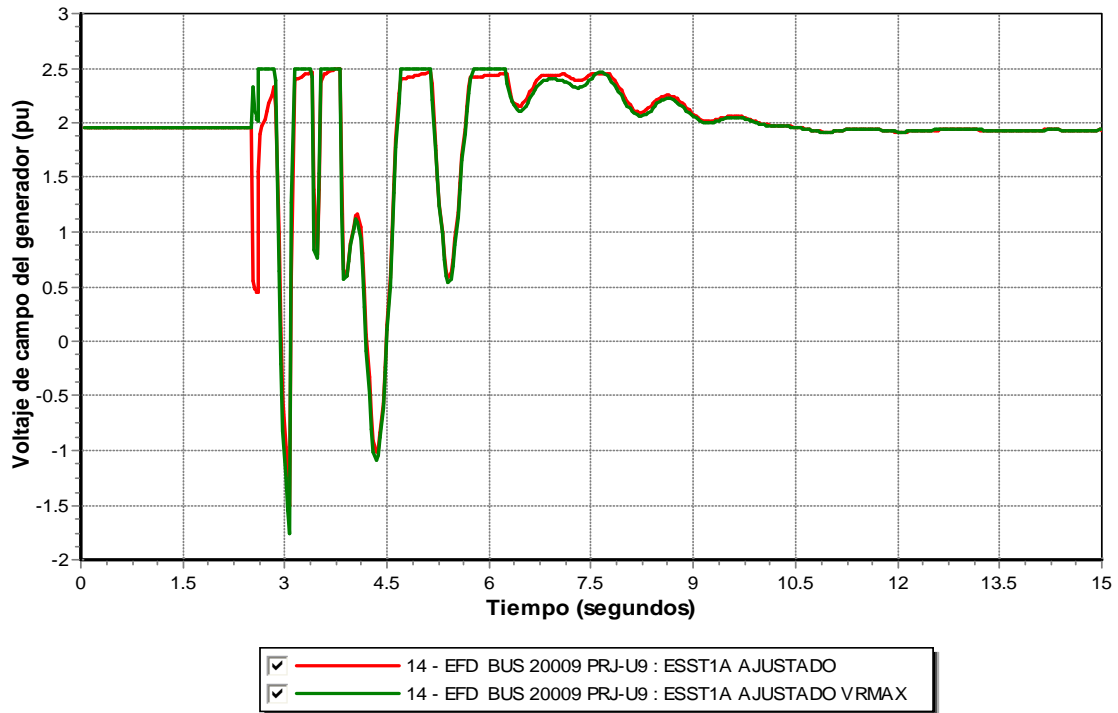


Figura 5.34 Comportamiento del voltaje de campo del generador con valores de $V_{RMÁX}$ y $V_{RMÍN}$ ajustados y modificados, ante falla trifásica de 6 ciclos en el bus PRJ-230. Sistema de excitación modelo ESST1A

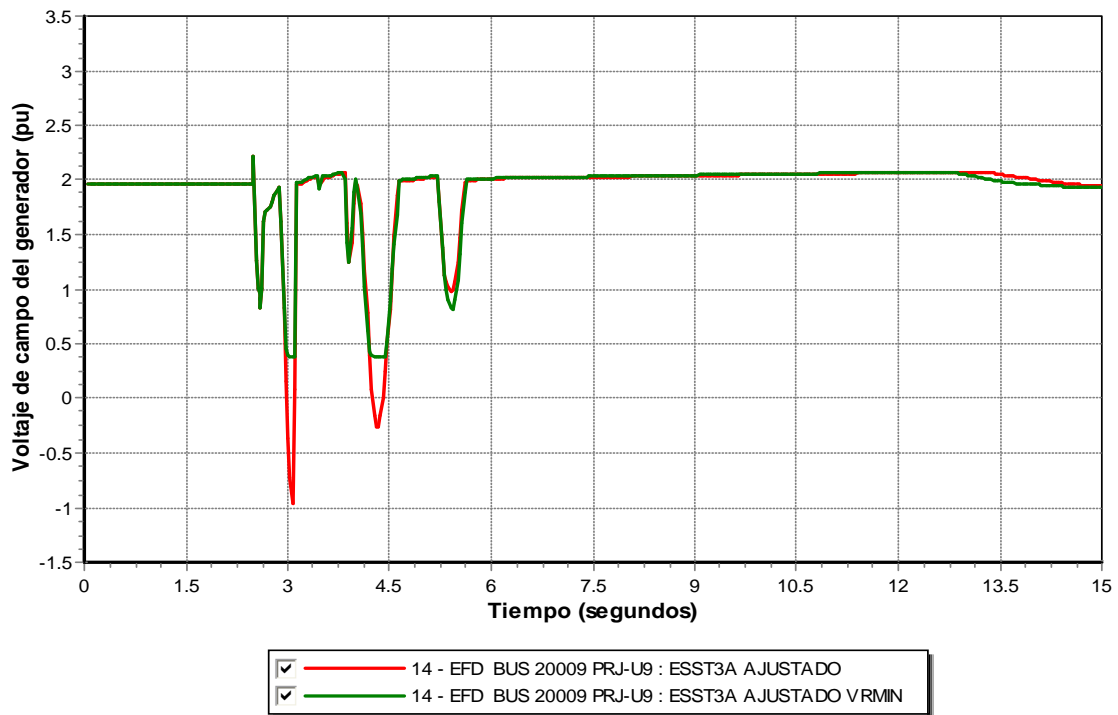


Figura 5.35 Comportamiento del voltaje de campo del generador con valores de $V_{RMÁX}$ y $V_{RMÍN}$ ajustados y modificados, ante falla trifásica de 6 ciclos en el bus PRJ-230. Sistema de excitación modelo ESST3A

5.6.2 Efecto de los voltajes de techo en la estabilidad transitoria ante falla en el bus PRJ-230 utilizando los sistemas de excitación estándar

En esta sección se presentan los resultados obtenidos de las simulaciones cuando se utilizan siete de los diferentes tipos de sistemas de excitación con parámetros estándar descritos en la sección 5.4.

Los resultados de las simulaciones en las que se usan los parámetros del sistema de excitación estándar mostrados en la Tabla 5.12 se compararon con los de las simulaciones realizadas con los mismos parámetros pero llevando el parámetro $V_{RMÁX}$ o $V_{RMÍN}$ al valor máximo de acuerdo al manual del PSS®E.

La Tabla 5.14 muestra los valores de $V_{RMÁX}$ y $V_{RMÍN}$ utilizados en las simulaciones para los sistemas de excitación estándar.

Tabla 5.15 Valores de $V_{RMÁX}$ y $V_{RMÍN}$ utilizados para los sistemas de excitación estándar

Sistema de excitación	Valor original		Valor modificado	
	$V_{RMÍN}$	$V_{RMÁX}$	$V_{RMÍN}$	$V_{RMÁX}$
ESDC1A	-5.43	6.03	-5.43	14.9
ESAC1A	-6.7	7.8	-6.7	8
ESAC2A	-10	10	0.4	10
ESAC4A	-4.53	5.64	-4.53	8
ESST1A	-6.7	7.8	-6.7	8
ESST2A	-1	1	-1	1.4
ESST3A	-10	10	0.4	10

Las Figuras 5.36 a 5.42 muestran el comportamiento del voltaje de campo del generador al llevar al máximo el valor de $V_{RMÁX}$ o $V_{RMÍN}$ para los sistemas de excitación estándar.

Para cada sistema de excitación estándar se calculó el t_{cc} por medio de simulaciones de la misma forma como describe en la sección 5.5. Éstas se realizaron con los parámetros modificados de $V_{RMÍN}$ y $V_{RMÁX}$ que se muestran en la Tabla 5.15. Los valores obtenidos del cálculo del t_{cc} se compararon con los que se encontraron cuando se usan los valores originales de techos de voltaje y que se presentaron en la Tabla 5.12.

Los resultados se muestran en la Tabla 5.16 que indica el tiempo crítico de liberación de falla (en ciclos) cuando ésta ocurre en el bus PRJ-230 y se libera simultáneamente con el disparo de la línea PRJ-230 a PPT-230.

Tabla 5.16 Límites de estabilidad para distintos modelos de sistemas de excitación utilizados con valores de $V_{RMÍN}$ y $V_{RMÁX}$ modificados

Sistema de excitación	Nombre de bus monitoreado	Bus de falla	Valores de $V_{RMÍN}$ y $V_{RMÁX}$ originales		Valores de $V_{RMÍN}$ y $V_{RMÁX}$ modificados	
			t_{cc}	Pierde estabilidad	t_{cc}	Pierde estabilidad
			(ciclos)		(ciclos)	
ESDC1A	PRJ-U9	PRJ-230	13	13.1	13.2	13.3
ESAC1A	PRJ-U9	PRJ-230	13	13.1	13.2	13.3
ESAC2A	PRJ-U9	PRJ-230	13	13.1	13	13.1
ESAC4A	PRJ-U9	PRJ-230	13.2	13.3	13.4	13.5
ESST1A	PRJ-U9	PRJ-230	13	13.1	13	13.1
ESST2A	PRJ-U9	PRJ-230	13.2	13.3	13.4	13.5
ESST3A	PRJ-U9	PRJ-230	13.4	13.5	13.4	13.5

De acuerdo con los resultados de la Tabla 5.16 se puede observar que para los modelos ESDC1A, ESAC1A, ESAC4A y ESST2A hay un aumento de 0.2 ciclos en el valor de t_{cc} cuando los valores de $V_{RMÁX}$ o $V_{RMÍN}$ se llevan a su valor máximo. Esto significa que cuando se modifican estos parámetros a los valores indicados, el sistema podría permanecer más tiempo bajo condición de falla sin perder estabilidad. Para los sistemas de excitación en los que el t_{cc} no mejoró, fue a causa de que el valor de $V_{RMÁX}$ o $V_{RMÍN}$ ya se encontraba al máximo por lo que ya no se puede poner a un valor más grande debido a los rangos establecidos por el PSS®E.

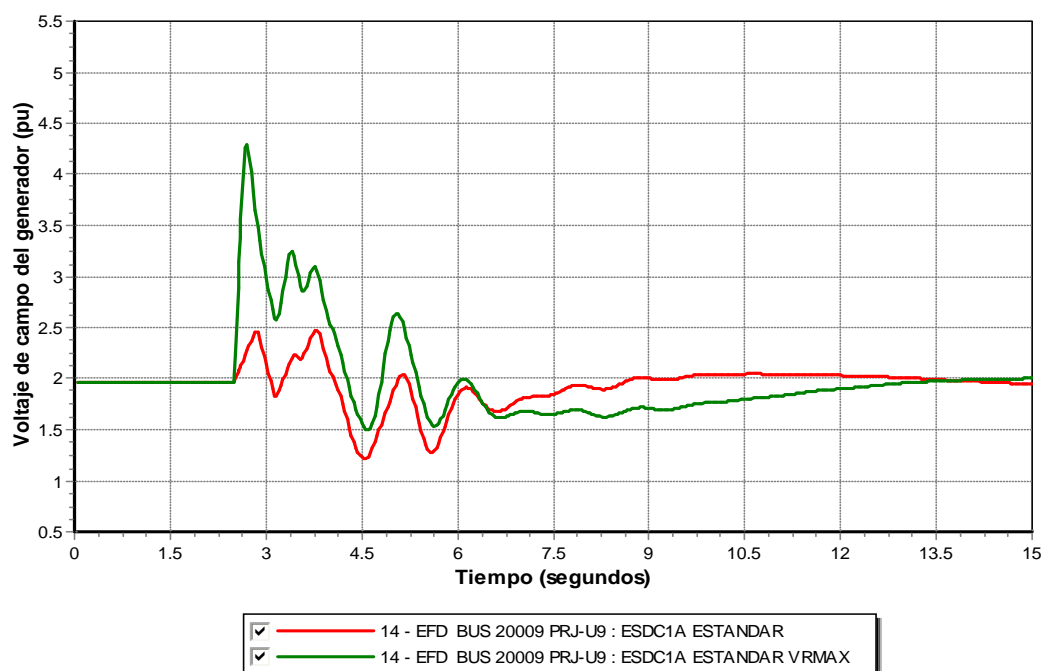


Figura 5.36 Comportamiento del voltaje de campo del generador con valores de $V_{RMÁX}$ y $V_{RMÍN}$ ajustados y modificados, ante falla trifásica de 6 ciclos en el bus PRJ-230. Sistema de excitación modelo ESDC1A

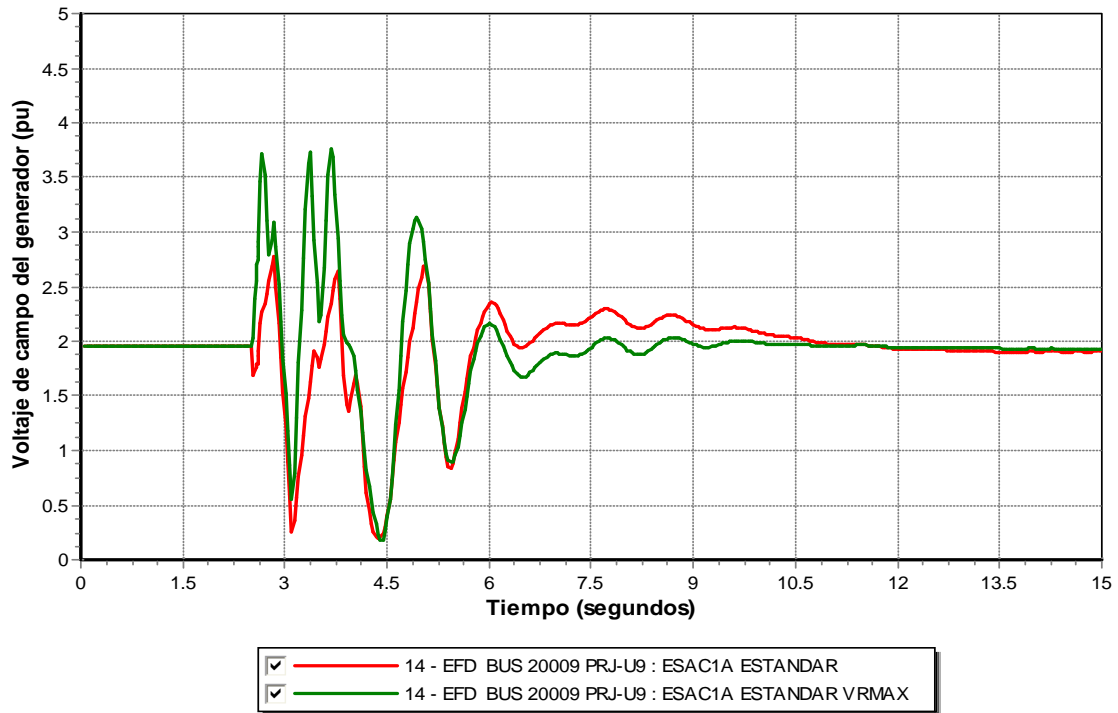


Figura 5.37 Comportamiento del voltaje de campo del generador con valores de $V_{RMÁX}$ y $V_{RMÍN}$ ajustados y modificados, ante falla trifásica de 6 ciclos en el bus PRJ-230. Sistema de excitación modelo ESAC1A

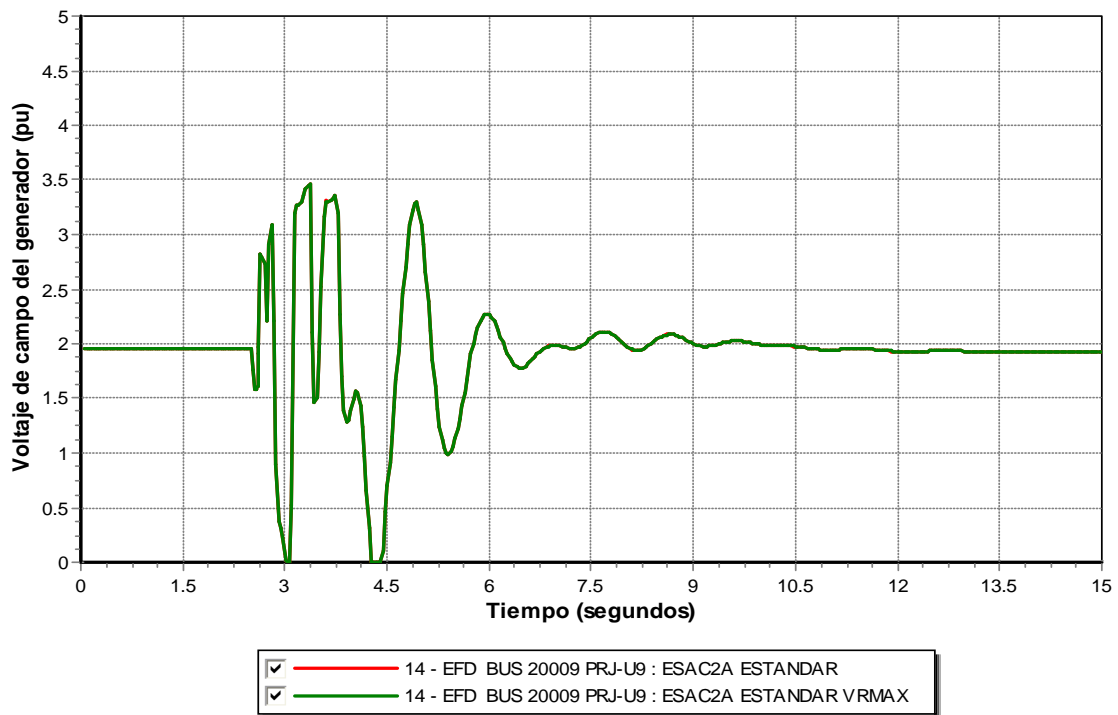


Figura 5.38 Comportamiento del voltaje de campo del generador con valores de $V_{RMÁX}$ y $V_{RMÍN}$ ajustados y modificados, ante falla trifásica de 6 ciclos en el bus PRJ-230. Sistema de excitación modelo ESAC2A

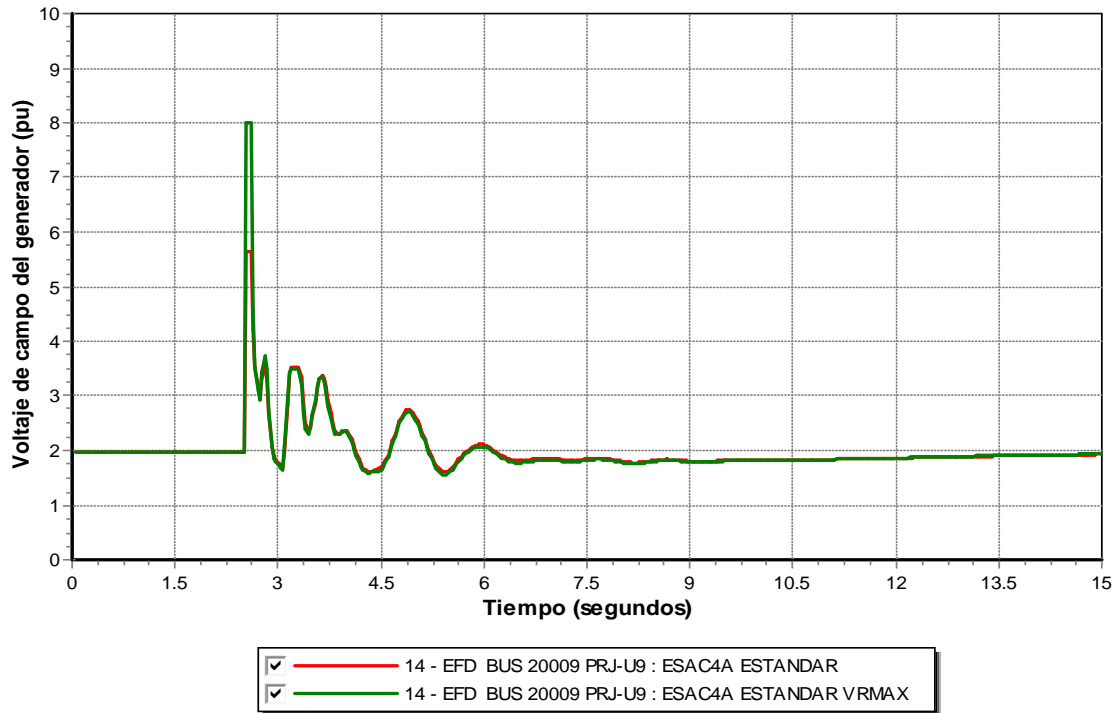


Figura 5.39 Comportamiento del voltaje de campo del generador con valores de $V_{RMÁX}$ y $V_{RMÍN}$ ajustados y modificados, ante falla trifásica de 6 ciclos en el bus PRJ-230. Sistema de excitación modelo ESAC4A

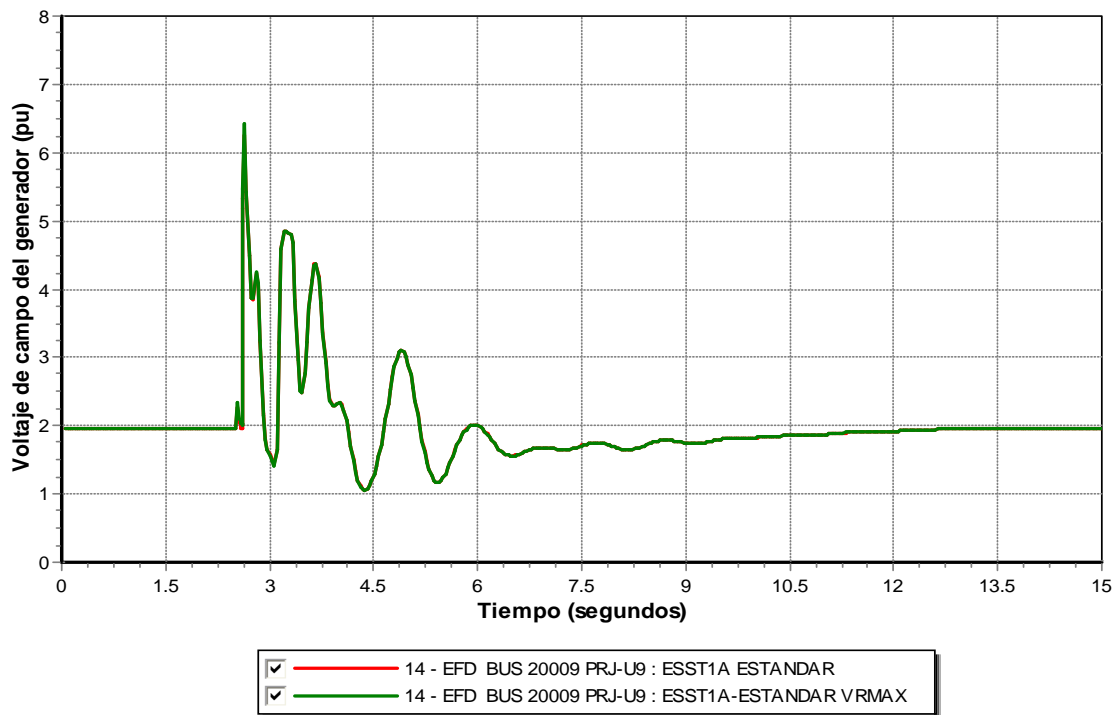


Figura 5.40 Comportamiento del voltaje de campo del generador con valores de $V_{RMÁX}$ y $V_{RMÍN}$ ajustados y modificados, ante falla trifásica de 6 ciclos en el bus PRJ-230. Sistema de excitación modelo ESST1A

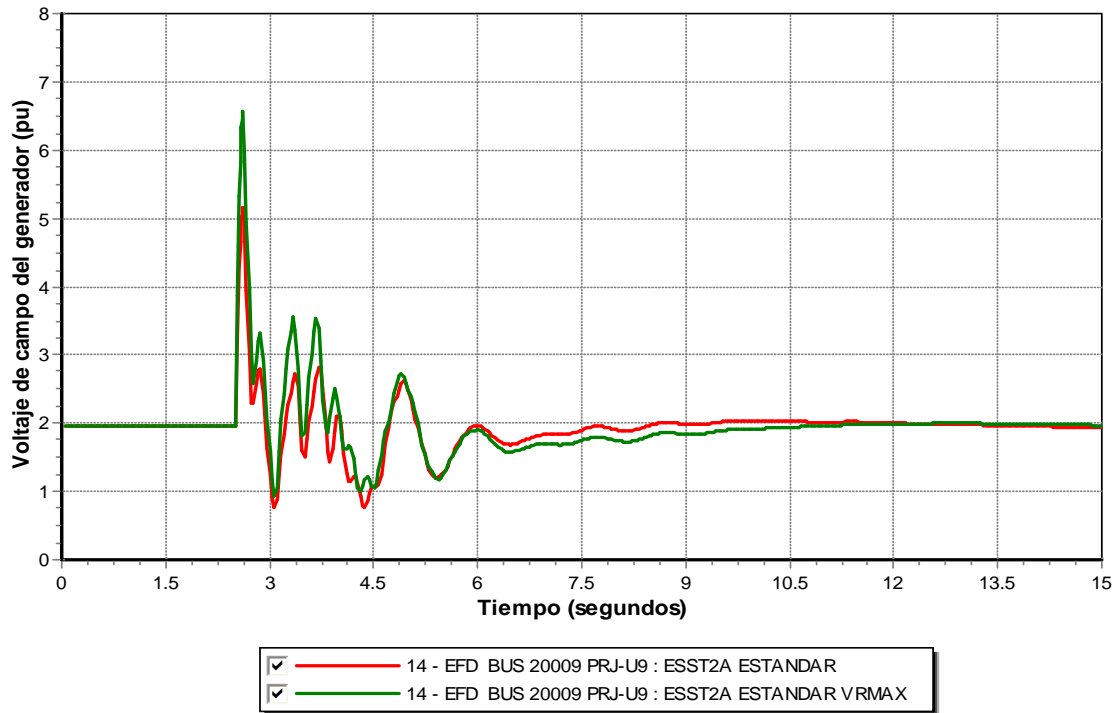


Figura 5.41 Comportamiento del voltaje de campo del generador con valores de $V_{RMÁX}$ y $V_{RMÍN}$ ajustados y modificados, ante falla trifásica de 6 ciclos en el bus PRJ-230. Sistema de excitación modelo ESST2A

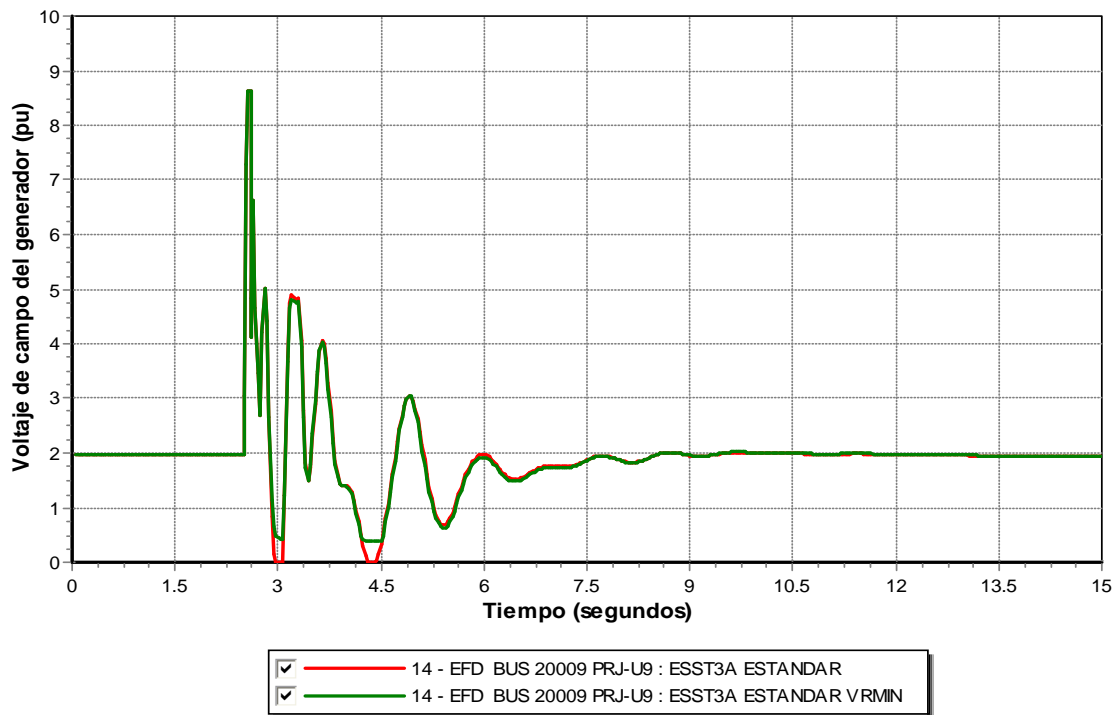


Figura 5.42 Comportamiento del voltaje de campo del generador con valores de $V_{RMÁX}$ y $V_{RMÍN}$ ajustados y modificados, ante falla trifásica de 6 ciclos en el bus PRJ-230. Sistema de excitación modelo ESST3A

Capítulo 6 Conclusiones

6.1 Conclusiones

La estabilidad del sistema eléctrico de potencia es un tema muy importante en la actualidad y dada su complejidad y aplicación se le puede clasificar en estabilidad angular, estabilidad de voltaje y estabilidad de frecuencia.

Este trabajo se ubica dentro del marco de la estabilidad angular de un sistema de potencia multimáquina y se enfocó en analizar diversos sistemas de excitación comúnmente utilizados para mantener el sincronismo en generadores ante un disturbio severo. Se encontró que la estabilidad de una máquina síncrona depende de la configuración del sistema de potencia, modo de funcionamiento, del tipo de disturbio y de la duración de este.

Para realizar el análisis de estabilidad es importante contar con el modelo adecuado de máquina síncrona ya que es uno de los elementos fundamentales en el sistema eléctrico de potencia, por lo que en este trabajo se incluyeron los conceptos teóricos fundamentales así como la determinación de las ecuaciones que modelan su comportamiento, para posteriormente poder ser utilizados estos modelos en las simulaciones digitales.

Se estudió la función principal de los sistemas de excitación que además de proveer la corriente directa al devanado de campo del generador, también ayuda a mantener la estabilidad del sistema de potencia. También se consideraron los tipos de sistemas de excitación que son los de corriente alterna, corriente directa, estáticos y sus modelos asociados a cada tipo de sistema de excitación. Se encontró que los sistemas de excitación de corriente directa son lentos y han dejado de usarse siendo remplazados por los de corriente alterna y estáticos, debido a que tienen una respuesta más rápida.

Se realizó un análisis del comportamiento dinámico de una central generadora del sistema de potencia de estudio, cuando su sistema de excitación es de diferentes tipos con el fin de evaluar su impacto ante un disturbio severo. Para ello, se realizaron simulaciones digitales de la dinámica del sistema en conjunto, haciendo uso del simulador Power System Simulator Engineering (PSS®E Versión 32). Se tomaron como base los resultados obtenidos de pruebas en campo realizadas en la Central Generadora PRJ.

Para llevar a cabo estudios de estabilidad es de gran importancia que los elementos del sistema eléctrico de potencia se modelen adecuadamente para que simulen el mismo comportamiento que se tiene en la realidad.

Se llevó a cabo el ajuste de los parámetros del sistema de excitación con el propósito de obtener los valores de las constantes de tres diferentes modelos de sistemas de excitación, ESAC1A, ESST1A y ESST3A tales que al simular la prueba de campo, se obtuviera el mismo comportamiento del generador que de la prueba de campo. Una vez obtenidos los parámetros ajustados, se utilizaron en los tres modelos mencionados para el cálculo de índices de estabilidad transitoria así como para la simulación de eventos de falla. Estas mismas simulaciones se realizaron también cuando se usan otros sistemas de excitación con parámetros estándar, considerando el ESDC1A que es un modelo de sistema de excitación del tipo de CD; ESAC1A, ESAC2A, ESAC4A, ESAC6A y ESAC8B que corresponden a modelos de sistema de excitación del tipo de CA y ESST1A, ESST2A, ESST3A ESST4B que son modelos de sistema de excitación del tipo estáticos.

Se evaluó el desempeño de los sistemas de excitación, mediante la simulación de un escalón de voltaje del 1% y 10 % del voltaje nominal, aplicado a los modelos de sistemas de excitación, tanto para los ajustados como para los modelos estándar. La evaluación del desempeño del sistema de excitación se determinó a través de los índices de respuesta transitoria T_r , T_s y S_p . Se encontró que los resultados para el escalón de voltaje del 1% de los sistemas ajustados ESAC1A, ESST1A y ESST3A tuvieron muy poca diferencia con respecto al comportamiento de la prueba de campo con lo cual se comprobó la validez del ajuste de sus parámetros.

También se encontró que para los sistemas de excitación con parámetros estándar, los modelos ESDC1A y ESAC4A tiene un tiempo de estabilización t_s y tiempo de respuesta t_r muy grande por lo que representan sistemas con respuesta lenta, los modelos ESAC1A, ESAC2A, ESAC6A, ESAC8B, ESST1A, ESST2A, ESST3A y ESST4B se encontró que tienen una respuesta más rápida. Se verificó que los índices de respuesta transitoria del escalón del 1% y del 10% cumplieran con los rangos establecidos por la norma IEEE Std.421.2.

Se realizó el cálculo del tiempo crítico de liberación de falla t_{cc} cuando se emplean tanto los modelos ajustados como los estándar y se encontró que no varían mucho uno con respecto a otro, para los sistemas de excitación con parámetros ajustados. Se encontró que los modelos ESAC1A y ESST3A fueron los que soportaron la falla durante un período más largo, con un t_{cc} de 13 ciclos y perdiendo la estabilidad en 13.1 ciclos; el modelo ESST1A soportó un menor tiempo de duración de falla con un t_{cc} de 12.8 ciclos y pierde la estabilidad en 12.9 ciclos. Para los sistemas con parámetros estándar el modelo ESST3A fue el que soportó la falla durante más tiempo con un t_{cc} de 13.4 ciclos y pierde la estabilidad en 13.5 ciclos; el menor t_{cc} se obtuvo para los modelos ESDC1A, ESAC1A, ESAC2A, ESAC6A y ESST1A.

Se encontró que los altos voltajes de techo de los sistemas de excitación mejoran considerablemente la estabilidad transitoria de un sistema eléctrico de potencia. Al realizar las simulaciones tanto con los modelos ajustados como con los estándar y después modificando los valores de $V_{RMÁX}$ y $V_{RMÍN}$ para poder obtener un alto voltaje de techo, se obtuvo una mejora del t_{cc} . Para los sistemas de excitación ajustados el t_{cc} mejoró en 2 décimas de ciclo para los modelos ESAC1A y ESST1A, mientras que el t_{cc} del modelo ESST3A se mantuvo en el mismo valor. De la misma forma, para los sistemas de excitación estándar el t_{cc} mejoró en 2 décimas de ciclo para los modelos ESDC1A, ESAC1A, ESAC4A y ESST2A. En los sistemas de excitación ESAC2A, ESST1A y ESST3A el t_{cc} no se modificó.

El mantener la estabilidad bajo un disturbio dado en el sistema eléctrico de potencia es un fenómeno de gran importancia por lo que se deben tener las medidas necesarias para la protección de los generadores así como para garantizar el suministro de energía con calidad y de forma continua.

Al presentarse un disturbio, el problema de la estabilidad se enfoca principalmente en mantener el funcionamiento síncrono, la condición necesaria para el funcionamiento adecuado del sistema es que todas las máquinas permanezcan en sincronismo.

Los disturbios que afectan la estabilidad del sistema por lo general son corto circuitos de diferentes tipos: fase-tierra, bifásico-tierra o trifásico-tierra. Generalmente se producen en líneas de transmisión a veces en buses o en un transformador.

La inestabilidad depende de varios factores, entre ellos, la configuración del sistema, el modo de funcionamiento, el tipo de disturbio y la duración de éste.

El principal control que ayuda a mantener la estabilidad durante un disturbio es el sistema de excitación que además de proveer la corriente necesaria al campo del generador contribuye a una buena estabilidad síncrona del sistema de potencia.

Referencias

- [1] IEEE Task Force, "Proposed Terms and Definitions for Power System Stability," *IEEE Trans.*, Vol.PAS-101, pp. 1894-1898, July 1982.
- [2] P. Kundur. *Power system stability and control*. McGraw-Hill, Inc
- [3] J.P. Bayne, P. Kundur, W. Watson "Static Exciter Control to Improve Transient stability" *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-94, no. 4, July/August 1975
- [4] Grainger John J. Stevenson William D. Jr. "Análisis de sistemas de potencia", McGraw-Hill, México, 2006
- [5] R.D. Evans and R.C. Bergevall "Experimental Analysis of Stability and Power Limitations" *AIEE Trans.*, pp 39-58 1924
- [6] R. Wilkins, "Practical Aspects of System Stability," *AIEE Trans.*, pp 41-50, 1926
- [7] Eriquez Harper, G. Elementos de Centrales Eléctricas II. Ed. Limusa 1995
- [8] Glover J. Duncan, Sarma Mulukutla S., "Sistemas de Potencia, Análisis y Diseño", Thomson Editores, México 2003
- [9] K. Suzuki, T. Sumida, S. Uda, M. Shimomura, S. Tanaka, "The Characteristics of Excitation System" *IEE* November 1991. Hong Kong
- [10] IEEE Stability Performance of New static Excitation System Whit Boost-Buck Converter
- [11] IEEE Std 421.1™-2007 "IEEE Standard Definitions for Excitation Systems for Synchronous Machines" 15 July 2007
- [12] ANSI/IEEE Std 421.1-1986 "IEEE Standard Definitions for Excitation Systems for Synchronous Machines" June 13, 1985
- [13] IEEE Std 421.4-1990 "IEEE Guide for the Preparation of Excitation System Specifications" May 31, 1990

- [14] IEEE Std 421.4™-2004 “IEEE Guide for the Preparation of Excitation System Specifications” 22 November 2004
- [15] G.F.H. Allen, B.Sc. “Brushless Excitation Systems for Synchronous Machines” *Electronics & Power* 4 September 1975
- [16] IEEE Std 421.5-1992, “IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies” March 19, 1992
- [17] IEEE Std 421.5™-2005 “IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies” 21 April 2006
- [18] ANSI/IEEE Std 421A-1978 “IEEE Guide for Identification, Testing, and Evaluation of the Dynamic Performance of Excitation Control Systems”
- [19] IEEE Committee Report, "Excitation System Models for Power System Stability Studies," *IEEE Trans.*, Vol. PAS- 100, pp. 494-509, February 1981.
- [20] PSS®E 32.0 “Program Operation Manual” Siemens Energy, Inc. Siemens Power Technologies International Revised October 2010
- [21] PSLF User’s Manual
- [22] IEEE Std 421.2-1990 “IEEE Guide for Identification, Testing, and Evaluation of the Dynamic Performance of Excitation Control Systems” May 31, 1990
- [23] PSS®E 32.0.5 “Program Application Guide Volume II” Siemens Energy, Inc. Siemens Power Technologies International Revised October 2010
- [24] PSS®E 32.0.5 “Model Library” Siemens Energy, Inc. Siemens Power Technologies International Revised October 2010