



UNIVERSIDAD MICHOACANA DE SAN NICOLÁS DE HIDALGO

**DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO DE LA FACULTAD DE
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA INTERÁREA
EN REDES ELÉCTRICAS MEDIANTE SISTEMAS DE
EXCITACIÓN CONVENCIONAL Y MEJORADO TIPO
TSEC**

TESIS

Que para obtener el grado de

MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

Presenta

Ing. Luis Angel Esquivel Saenz

Director de Tesis

Dr. J. Aurelio Medina Ríos

Morelia, Michoacán Noviembre de 2025

Agradecimientos

A mis padres, por su apoyo constante en todas mis decisiones y por brindarme siempre su amor incondicional, que ha sido mi mayor fortaleza a lo largo de este camino.

A mis hermanos, por estar siempre presentes y por ser un apoyo inquebrantable en cada uno de mis propósitos y metas.

A mi asesor, Dr. J. Aurelio Medina Ríos, por su orientación, dedicación y compromiso durante el desarrollo de esta investigación. Asimismo, agradezco a los profesores y compañeros de la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería Eléctrica por sus valiosas aportaciones, colaboración y disposición a lo largo de este trabajo.

A mis amigos, con quienes compartí momentos inolvidables durante la realización de la maestría, por su compañía y apoyo en las diferentes etapas de este proceso.

Finalmente, a la Secretaría de Ciencia, Humanidades, Tecnología e Innovación (SECIHTI, antes CONAH-CYT), por el apoyo brindado a través de la beca que hizo posible la realización de mis estudios de maestría.

Resumen

La presente tesis se centra en el análisis de la estabilidad transitoria de sistemas eléctricos de potencia, con énfasis en el mejoramiento del sistema de excitación mediante el control de excitación de estabilidad transitoria TSEC (abreviado por sus siglas en inglés), como herramienta clave para optimizar el desempeño dinámico del generador síncrono. Se desarrollan y describen los modelos de los principales componentes del sistema, incluyendo el generador, las líneas de transmisión y los sistemas de control asociados, estableciendo una base analítica sólida para el estudio de la estabilidad.

Se examinan los distintos tipos de sistemas de excitación empleados en la industria eléctrica, corriente continua, corriente alterna y estáticos, destacando sus características, ventajas y limitaciones. Sobre esta base, se proponen estrategias de excitación mejoradas, con énfasis en la implementación del TSEC, el cual permite detectar y compensar rápidamente fallas en el voltaje de campo, reduciendo oscilaciones y favoreciendo una respuesta más rápida del sistema ante condiciones críticas.

Finalmente, se presenta un caso de estudio implementado en Matlab/Simulink[®], mediante el cual se valida el modelo del TSEC. Los resultados obtenidos demuestran que su integración contribuye significativamente al mantenimiento de la estabilidad transitoria y a la recuperación eficiente del sistema frente a fallas severas.

Interáreas, TSEC, excitación, sistema, estabilidad.

Abstract

This thesis focuses on the analysis of transient stability in electric power systems, emphasizing the improvement of the excitation system through the Transient Stability Excitation Control (TSEC), as a key tool to optimize the dynamic performance of the synchronous generator. The models of the main system components—including the generator, transmission lines, and associated control systems—are developed and described, establishing a solid analytical foundation for the stability study.

The different types of excitation systems used in the power industry—direct current, alternating current, and static—are examined, highlighting their characteristics, advantages, and limitations. Based on this analysis, improved excitation strategies are proposed, with emphasis on the implementation of the TSEC, which allows rapid detection and compensation of field voltage faults, reducing oscillations and enhancing the system's fast response under critical conditions.

Finally, a case study implemented in Matlab/Simulink® is presented, through which the TSEC model is validated. The results show that its integration significantly contributes to maintaining transient stability and ensuring efficient system recovery under severe fault conditions.

Contenido

Resumen	i
Abstract	ii
Contenido	iii
Índice de figuras	vii
Índice de Tablas	xi
1 Introducción	1
1.1 Introducción	1
1.2 Estado del arte	2
1.3 Justificación	4
1.4 Objetivos	5
1.4.1 Objetivo General	5
1.4.2 Objetivos específicos	5
1.5 Metodología	6
1.6 Aportaciones	6
1.7 Descripción de capítulos	6
2 Modelos de componentes convencionales del sistema eléctrico	8
2.1 Introducción	8
2.2 Máquina síncrona	9
2.2.1 Campo y armadura (descripción física)	9
2.2.2 Descripción matemática	10
2.2.3 La transformación dq0	13
2.2.4 Sistema por unidad	14
2.2.5 Circuitos equivalentes	16
2.2.6 Saturación magnética	17

2.2.7	Representación de la máquina síncrona en estudios de estabilidad	19
2.2.8	Ecuaciones de movimiento	24
2.2.9	Sistema de referencia común R-I	25
2.3	Línea de transmisión	26
2.3.1	Circuito equivalente de una Línea de transmisión	30
2.4	Transformadores	31
2.5	Cargas	35
2.5.1	Carga estática	35
2.6	Análisis de flujo de potencia	37
2.7	Representación de los elementos de la red	37
2.7.1	Ecuaciones de la red	37
2.8	Conclusiones	38
3	Modelos de controladores	40
3.1	Introducción	40
3.2	Sistema de excitación	40
3.3	Elementos del sistema de excitación	41
3.4	Tipos de sistemas de excitación	42
3.4.1	Sistema de excitación CD	42
3.4.2	Sistema de excitación CA	42
3.4.3	Sistemas de excitación estáticos	45
3.5	Operación dinámica	47
3.6	Funciones de regulación y protección	49
3.6.1	Reguladores automáticos de voltaje	50
3.6.2	Circuitos estabilizantes del sistema de excitación	51
3.6.3	Estabilizador del sistema de potencia (PSS)	52
3.6.4	Limitador de subexcitación (UEL)	52
3.6.5	Limitador de sobreexcitación (OEL)	53
3.7	Modelado de sistemas de excitación completos	53
3.7.1	Modelo de excitador Tipo DC1A	54
3.7.2	Modelo de excitador tipo AC4A	56
3.7.3	Modelo de excitador tipo ST1A	56

3.8	Sistemas de excitación en el simulador Matlab/Simulink®	58
3.8.1	Modelo de sistema de excitación DC1A	58
3.8.2	Modelo de sistema de excitación ST1A	58
3.9	Conclusiones	60
4	Estrategias para la mejora de la estabilidad transitoria	61
4.1	Introducción	61
4.2	Liberación de falla de alta velocidad	62
4.2.1	Fundamento teórico	62
4.2.2	Recomendaciones normativas y desarrollos futuros	62
4.3	Sistema de excitación de alta velocidad	63
4.4	Control de Excitación discontinua	66
4.4.1	Limitador de voltaje de terminales con TSEC	68
4.5	Implementación de TSEC en el simulador Matlab/Simulink®	69
4.6	Conclusiones	72
5	Casos de estudio	73
5.1	Introducción	73
5.2	Caso de estudio : Sistema de dos áreas	73
5.2.1	Efecto de operación de controladores	74
5.2.2	Modelo en el simulador Matlab/Simulink® Caso de estudio	76
5.2.3	Comparación de resultados obtenidos mediante distintos sistemas de excitación	81
5.2.4	Estabilidad Frente a Fallas Prolongadas: Comparación entre Sistemas de Excitación	92
5.2.5	Conclusiones	96
6	Conclusiones y trabajos futuros	97
6.1	Conclusiones	97
6.2	Trabajos futuros	98
	Bibliografía	99
	Apéndices	102
A	Modelado de sistemas de excitación	103
A.1	Sistema por unidad	103

A.1.1	Modelado de componentes del sistema de excitación	105
B	Modelado de fallas	110
B.1	Tipos de falla	110
B.1.1	Falla trifásica	111
B.1.2	Falla trifásica a tierra	112
C	Métodos numéricos	114
C.1	Métodos Runge-Kutta	114
C.1.1	Método de segundo orden	115
C.1.2	Método de Runge-Kutta de cuarto orden	115
C.1.3	Método adaptativo de Runge-Kutta	116
C.1.4	Método Runge-Kutta de quinto orden (Dormand-Prince)	117

Índice de figuras

2.1	Diagrama esquemático de una máquina síncrona trifásica [Kundur, 1994].	9
2.2	Representación del circuito de una máquina síncrona trifásica [Kundur, 1994].	10
2.3	Circuitos en los ejes d y q representando el efecto transitorio [Kundur, 1994].	17
2.4	Característica de circuito abierto mostrando los efectos de la saturación	18
2.5	Representación de la característica de saturación	18
2.6	Cambio de referencia R-I [Kundur, 1994].	25
2.7	Cambio de referencia R-I [Kundur, 1994].	26
2.8	Relación de corrientes y voltajes de una línea con parámetros distribuidos [Stevenson, 1999].	27
2.9	Circuito equivalente π de una línea de transmisión [Stevenson, 1999].	30
2.10	Circuito equivalente básico de un transformador de dos devanados [IEEE Std 399, 1998]. . .	32
2.11	Circuito equivalente por unidad [IEEE Std 399, 1998].	33
2.12	Circuito equivalente estándar de transformador [IEEE Std 399, 1998].	34
2.13	Circuito equivalente π del transformador [IEEE Std 399, 1998].	35
3.1	Diagrama de bloques de funciones para un generador síncrono con sistema de control de excitación	41
3.2	Sistema de excitación CD con regulador de voltaje de amplidina [Kundur, 1994].	43
3.3	Sistema de excitación de alternador rectificador controlado por campo [Kundur, 1994]. . . .	44
3.4	Sistema de excitación con rectificador controlado alimentado por alternador [Kundur, 1994].	44
3.5	Sistema de excitación sin escobillas [Kundur, 1994].	45
3.6	Sistema de excitación con rectificador controlado de fuente principal [Kundur, 1994].	46
3.7	Sistemas de excitación con rectificador controlado compuesto [Kundur, 1994].	47
3.8	Sistema de control de excitación en la forma clásica de control de retroalimentación [Kundur, 1994].	48
3.9	Respuesta nominal del sistema de excitación [Kundur, 1994].	49
3.10	Estabilización del sistema de control de excitación con retroalimentación derivada [Kundur, 1994].	51
3.11	Curva de capacidad térmica [Kundur, 1994].	53
3.12	Estructura de un modelo detallado de sistema de excitación [Kundur, 1994].	54
3.13	Modelo de sistema de excitación IEEE tipo DC1A [Kundur, 1994].	55

3.14	Modelo de sistema de excitación IEEE tipo AC4A [Kundur, 1994].	56
3.15	Modelo de sistema de excitación IEEE tipo ST1A [Kundur, 1994].	57
3.16	Sistema de excitación tipo ST1A simplificado [Kundur, 1994].	57
3.17	Sistema de excitación tipo DC1A más turbina hidráulica.	59
3.18	Sistema de excitación tipo ST1A más turbina hidráulica.	59
3.19	Sistema de excitación tipo ST1A.	59
4.1	Diagrama de bloques de un sistema de excitación constituido por tiristores con PSS [Kundur, 1994].	64
4.2	Diagrama de bloques de secuencia de control TSEC [Kundur, 1994].	67
4.3	Diagrama de bloques del funcionamiento del sistema y sus sistemas de control.	68
4.4	Circuito limitador de voltaje terminal de acción rápida [Lee y Kundur, 1986].	69
4.5	Sistema TSEC más limitador de voltaje con turbina hidráulica.	70
4.6	Sistema TSEC más limitador de voltaje.	71
5.1	Sistema de dos áreas Kundur [Kundur, 1994].	74
5.2	Sistema de dos áreas Kundur.	79
5.3	Área 1 del sistema de dos áreas Kundur.	80
5.4	Estabilidad transitoria generador 1 vs generador 2.	82
5.5	Estabilidad transitoria generador 1 vs generador 3.	82
5.6	Estabilidad transitoria generador 1 vs generador 4.	83
5.7	Estabilidad entre el Área 1 y Área 2.	83
5.8	Voltaje en terminales generador 1.	85
5.9	Voltaje en terminales generador 2.	85
5.10	Voltaje en terminales generador 3.	86
5.11	Voltaje en terminales generador 4.	86
5.12	Velocidad de rotor del generador 1.	87
5.13	Velocidad de rotor del generador 2.	88
5.14	Velocidad de rotor del generador 3.	88
5.15	Velocidad de rotor del generador 4.	89
5.16	Salida del sistema de excitación generador 1	90
5.17	Salida del sistema de excitación generador 2	90
5.18	Salida del sistema de excitación generador 3	91
5.19	Salida del sistema de excitación generador 4	91

5.20	Estabilidad transitoria generador 1 vs generador 2.	92
5.21	Estabilidad transitoria interárea	93
5.22	Voltaje en terminales generador 1.	94
5.23	Voltaje en terminales generador 1.	95
A.1	Características del circuito abierto de la máquina síncrona.	104
A.2	Conversión por unidad en la interfaz entre el sistema de excitación y el circuito de campo de la máquina síncrona	105
A.3	Modelo amplificador	105
A.4	Modelo amplidina	105
A.5	(a) Integrador con límites windup	106
A.6	(b) Integrador con límites non-windup	107
A.7	(a) Bloque constante de tiempo único con límites windup	107
A.8	(b) Bloque constante de tiempo único con límites windup non-windup	108
A.9	Función de adelanto y retraso con límites non-windup	108
A.10	Función de disparo.	109
A.11	Transductor de voltaje y compensador de carga.	109
B.1	Representación de fallas en estudios de estabilidad.	110
B.2	Representación de una falla trifásica	111
B.3	9 Redes de secuencia para falla trifásica	111
B.4	9 Representación para falla trifásica a tierra	112
B.5	Redes de secuencia para falla trifásica a tierra	113
C.1		116
C.2	Modelo de una máquina síncrona trifásica parámetros estándar en unidades p.u.	119
C.3	Sistema de excitación	120
C.4	Turbina de vapor y gobernador.	120
C.5	Transformador trifásico.	121
C.6	Líneas.	121
C.7	Carga RLC.	122
C.8	Flujos de potencia.	122
C.9	Línea con parámetros distribuidos.	122

C.10 Powergui. 123

C.11 Falla trifásica. 123

C.12 Breaker trifásico. 123

Índice de Tablas

C.1	Parámetros de Dormand-Prince para el Método de Runge-Kutta	118
-----	--	-----

Simbología

θ	Ángulo que adelanta el eje d en la línea central de la fase a .
ω_r	Velocidad angular del rotor.
Per	Permeancia.
α	Ángulo de fase de e_a con respecto al origen del tiempo .
e_a, e_b, e_c	Voltajes instantáneas del estator entre fase y neutro.
i_a, i_b, i_c	Corrientes instantáneas del estator en las fases a , b y c .
e_{fd}	Voltaje de campo.
i_{fd}, i_{kd}, i_{kq}	Corriente en el circuito de campo y corrientes en los circuitos amortiguadores.
R_{fd}, R_{kd}, R_{kq}	Resistencias de los circuitos del rotor.
l_{aa}, l_{bb}, l_{cc}	Inductancias propias de los devanados del estator.
l_{ab}, l_{bc}, l_{ca}	Inductancias mutuas entre los devanados del estator.
$l_{afd}, l_{akd}, l_{akq}$	Inductancias mutuas entre los devanados del estator y el rotor.
$l_{ffd}, l_{kkd}, l_{kkq}$	Inductancias propias de los circuitos del rotor.
R_a	Resistencia de la armadura (del estator) por fase.
p	Operador diferencial $\frac{d}{dt}$.
Ψ_a, Ψ_b, Ψ_c	Flujo magnético en la fase a , b y c .
l_{gaa}	Inductancia propia de la fase a .
θ	Ángulo por el cual el eje d adelanta al eje magnético del devanado de la fase a .
N_a	Número de vueltas efectivas por fase.
p_d	Coefficiente de permeancia del eje (d).
p_q	Coefficiente de permeancia del eje (q).

l_{al}	Inductancia de dispersión.
l_{g0}	Inductancia de la división del flujo magnético del entrehierro y la corriente i_a .
$\Psi_d, \Psi_q,$	Flujo magnético del campo y amortiguadores en los ejes d y q .
i_d, i_q, i_0	Corrientes instantáneas marco de referencia $dq0$.
k_d	Constante numérica con valor 2/3.
k_q	Constante numérica con valor 2/3.
ω_s	Frecuencia angular de la corriente del estator $2\pi f$.
P_t	Potencia eléctrica.
e_d, e_q, e_0	Voltajes instantáneas en el marco de referencia $(dq0)$.
Ψ_d, Ψ_q, Ψ_0	Flujo magnético marco de referencia $(dq0)$.
T_e	Momento de giro en el entrehierro.
L_{ad}, L_{aq}	Inductancias mutuas.
$VA(\text{trifásicos})_{base}$	Volt amper nominales de la máquina.
$e_{s\ base}$	Valor pico de la tensión nominal de fase a neutro base.
f_{base}	frecuencia nominal base.
$i_{s\ base}$	Valor pico de la corriente nominal de línea base.
$Z_{s\ base}$	Impedancia base.
ω_{base}	Velocidad angular base $2\pi f_{base}$.
$\omega_{m\ base}$	Velocidad angular mecánica base.
L_{base}	Inductancia base.
$\Psi_{s\ base}$	Flujo magnético base.
x_d, x_q	Reactancias en los ejes d y q .
E_m	Valor pico del voltaje de fase.

E_t	Valor eficaz del Voltaje de fase.
t	Tiempo en segundos.
δ_i	Ángulo donde el eje q adelanta a E_t .
X_d, X_q	Reactancias síncronas.
X'_d, X'_q	Reactancias transitorias.
X''_d, X''_q	Reactancias subtransitorias.
X_{ad}	Reactancia mutua entre los ejes a y d .
E_q	Voltaje en el eje q .
S	Potencia aparente.
Q_t	Potencia reactiva.
$[I]$	Vector de corrientes totales de secuencia positiva que fluyen hacia los buses de la red.
$[V]$	Vector de voltajes totales de secuencia positiva en los buses de la red.
$[Y]$	Matriz de admitancias de la red.
P	Flujo potencia real.
Q	Flujo potencia reactiva.
ϕ	Ángulo de la corriente I_t .
I_t	Corriente en terminales.
L_{adu}, L_{aqu}	Inductancias mutuas no saturadas.
K_{sd}, K_{sq}	Grado de saturación en los ejes d y q respectivamente.
Ψ_{at}	Punto de operación “a” sobre la característica OCC.
A_{sat}, B_{sat}	Constantes dependientes de la característica de saturación.
Ψ_I	Punto de operación para segmento no saturado sobre la característica OCC.

$\Psi_{T1}, \Psi_{T2}, \Psi_{G2}$	Punto de operación para segmento I, II y III sobre la característica OCC.
L_{ratio}	Relación entre la pendiente de la línea del entrehierro y la pendiente incremental del segmento III de la OCC.
$\tilde{E}_a$	Voltaje en el entrehierro
$\Delta\omega_r$	Desviación de velocidad angular del rotor, radianes eléctricos/s.
H	Constante de inercia, segundos.
Tm	Par mecánico en sistema por unidad.
KD	Coficiente de amortiguamiento.
ω_0	Velocidad síncrona, $(2\pi f)$ radianes eléctricos/s.
δ	Posición angular de la máquina en grados eléctricos.
$G(s)$	Función de transferencia entre estator y el campo.
$L_d(s)$	Inductancia operacional del eje d.
$L_q(s)$	Inductancia operacional del eje q.
s	Operador de Laplace.
Δ	Valores perturbados.
$R_f d$	Resistencia de campo.
R_{1d}, R_{2d}	Resistencias del amortiguador del eje d.
R_{1q}, R_{2q}	Resistencias del amortiguador del eje q.
T'_d, T'_q	Constantes de tiempo transitorias.
T''_d, T''_q	Constantes de tiempo subtransitorias.
$L_a d', L_a q'$	Inductancias mutuas transitorias.
$L_a d'', L_a q''$	Inductancias mutuas subtransitorias.
E'_r, E'_i	Voltajes Internos del estator.

E_r'', E_i''	Voltaje que se encuentra atrás de la impedancia subtransitoria.
E_r, E_i	Voltajes del estator en el marco de referencia R-I.
$\bar{\omega}$	Velocidad angular en p.u.
z	Impedancia serie por unidad de longitud y fase.
y	Admitancia por unidad de longitud.
l	Longitud de linea.
x	Distancia.
Z_c	Impedancia característica.
γ	Constante de propagación.
β	Constante de fase.
λ	Longitud de onda.
V_S	Voltaje emisor.
V_R	Voltaje Receptor.
I_S	Corriente del lado emisor.
I_R	Corriente del lado Receptor.
I_R	Corriente del lado Receptor.
Z_P	Inductancia del lado primario del transformador.
Z_P	Inductancia del lado secundario del transformador.
R_P, R_S	Resistencias en devanados primario y secundario.
X_p, X_S	Reactancias de dispersión en los devanados primario y secundario
n_p, n_S	Número de vueltas en los devanado primario y secundario.
X_{mp}	Reactancia de magnetización referida al lado primario.
f	Frecuencia del sistema.

$f_p()$	Función de relación para el flujo de potencia real.
$f_Q()$	Función de relación para el flujo de potencia reactiva.
p_1, q_1	Participación relativa de la impedancia constante de carga.
p_2, q_2	Participación relativa de la corriente constante de carga.
p_3, q_3	Participación relativa de la Potencia total constante de la carga.
k_{pf}	Exponente de la frecuencia de potencia real.
k_{qf}	Exponente de la frecuencia de potencia reactiva.
Δf	Cambio de frecuencia relativo
P_r, Q_r	Potencia activa y reactiva de recuperación.
P_0, Q_0	Valor inicial de la potencia activa y reactiva antes del cambio de voltaje.
V_0	Valor inicial del voltaje.
T_P, T_Q	Constante de tiempo de la potencia activa y reactiva.
α_s, β_s	Exponente de voltaje de potencia real y reactiva en estado estacionario.
α_t, β_t	Exponente de voltaje de potencia real y reactiva transitoria.
P_l, Q_l	Consumo de potencia real y reactiva.
V_{err}	Voltaje de error.
a_o	Voltaje de campo correspondiente carga nominal.
K_f	Ganancia del estabilizador del sistema de control de excitación
T_f	Constante de tiempo del estabilizador del sistema de control de excitación
T_W	Constante de tiempo Washout.
E_X	Voltaje de salida del excitador.
E_{Xbase}	Voltaje de salida del excitador base.

K_X	Condición de la velocidad de la armadura y la configuración del devanado de la armadura del excitador.
$S_e(E_X)$	Función de saturación dependiente de E_X
K_E	Constante excitadora relacionada con el campo autoexcitado
V_X	Señal proporcional a la saturación del excitador
E_{ef}	Voltaje en por unidad a través del campo del excitador.
K_A	Ganancia del regulador de voltaje.
T_A	Constantes de tiempo del regulador de voltaje
T_1, T_2	Constantes de tiempo del transductor PSS.
LV	Compuerta de valor bajo.
HV	Compuerta de valor Alto.
R_C	Resistencia del compensador de carga.
X_C	Reactancia del compensador de carga.
Z_1	Impedancia de secuencia positiva.
Z_2	Impedancia de secuencia negativa.
Z_0	Impedancia de secuencia cero.
K_C	Factor de carga del rectificador proporcional a la reactancia de conmutación
Z_f	Impedancia de falla.
Z_g	Impedancia aterrizada a tierra.
$\phi(x_n, t_n, h)$	Función de incremento.
h	Tamaño de paso.
$atol$	Tolerancia de error absoluto.
$rtol$	Tolerancia de error relativa.

err	Error.
V_{TLMT}	Referencia de nivel de voltaje de terminal para el limitador de voltaje.
V_{OMAX}	Señal limitadora máxima del limitador de voltaje.
V_{OMIN}	Señal limitadora mínima del limitador de voltaje.
K_{ETL}	Ganancia del limitador de voltaje continuo.
V_{TL}	Referencia de nivel caída de voltaje de terminal para la actuación del TSEC.
V_{AL}	Referencia de voltaje del regulador para la actuación del TSEC.
E_{SC}	Referencia de cambio de velocidad para la actuación del TSEC.
K_{AN}	Ganancia discontinua del controlador.
T_{AN}	Constante de tiempo del controlador discontinuo.
T_{W5}	Constante de tiempo de washout.
V_{TM}	Límite de voltaje superior del tipo bang-bang.
V_{TN}	Límite de voltaje inferior del tipo bang-bang.

Abreviaturas

SEP	Sistemas eléctricos de potencia.
$ST1A$	Sistemas de excitación estática.
CD	Corriente directa.
CA	Corriente alterna.
$FORTTRAN$	FORmula TRANslator.
$MATLAB$	Laboratorio de matrices (matrix laboratory).
FEM	Fuerza electromotriz.
OCC	Circuito abierto (open-circuit characteristic).

<i>FMM</i>	Fuerza magnetomotriz.
<i>AVR</i>	Regulador Automático de Voltaje.
<i>PSS</i>	Estabilizador del sistema de potencia (Power System Stabilizer).
<i>UEL</i>	Limitador de subexcitación (Underexcitation limiter)
<i>P.u.</i>	Por unidad.
<i>DC1A</i>	Excitador de conmutador de corriente continua de campo controlado unidad.
<i>AC4A</i>	Excitación conformada por un rectificador controlado alimentado por el alternador.
<i>EDO</i>	Ecuaciones diferenciales ordinarias.
<i>TSEC</i>	Control de excitación de estabilidad.

Capítulo 1

Introducción

1.1 Introducción

En el ámbito eléctrico, es sin duda alguna importante conocer el correcto funcionamiento de los sistemas eléctricos de potencia (SEP). Es de interés contar con la entrega de manera confiable y segura de los servicios eléctricos de la mejor forma posible. Por lo tanto, observar y comprender cada uno de los componentes que conforman el SEP de manera detallada permite entender y realizar correcciones que solucionen los diferentes tipos de disturbios y anomalías que afectan el correcto funcionamiento del SEP.

En el transcurso de los años, los sistemas eléctricos de potencia se han transformado en un conjunto de componentes demasiado grandes y complejos debido al aumento de la generación de energía eléctrica demandada en las diferentes ciudades de cada país. Por lo tanto, realizar su análisis se ha complicado cada vez más, y la estabilidad del sistema se vuelve un aspecto realmente importante a considerar. Se pueden presentar disturbios de diferente índole, más complicados, que alteran el comportamiento del SEP y pueden desestabilizarlo con mucha más facilidad si no se resuelve el disturbio de manera correcta o a tiempo.

La estabilidad se define como la capacidad del sistema eléctrico de potencia para mantener la operación en condiciones de un estado de equilibrio cuando se presenta una falla. Esto permite conocer el comportamiento de manera predecible y estable, sin cambios abruptos. Después de ocurrir una perturbación (cortocircuito, pérdida de generación, aumento o disminución de demanda, salida de líneas de transmisión, etc.), el sistema debe poder encontrar otro estado de equilibrio donde opere en condiciones normales donde este proceso se pueda considerar estable. La inestabilidad se presenta de diferentes maneras, afectando el comportamiento del SEP, como es el caso de la salida de sincronismo de un generador síncrono [Kundur, 1994], [Machowski, 2008].

La estabilidad de un SEP se puede clasificar de diferentes maneras; por ejemplo, la estabilidad angular comprende desde pequeñas perturbaciones que ocurren de manera continua en el sistema y grandes fallas ocurridas en lapsos cortos (estabilidad de pequeña señal y transitoria, respectivamente), la estabilidad de frecuencia y la estabilidad de voltaje, de mediana y larga duración, y la estabilidad ante oscilaciones no lineales, principalmente.

Esta tesis aborda el análisis de estabilidad transitoria para un sistema que consta de dos áreas interconectadas por un enlace débil donde ocurre una falla trifásica, en la cual se compararán los comportamientos con el modelo clásico de los diferentes componentes que lo conforman y con un modelo de sistema de excitación de tiristores conocido como tipo ST1A obtenido de [Kundur, 1994], y un sistema de excitación de alta velocidad que corresponde a un método de estabilidad transitoria mejorada [Kundur, 1994].

1.2 Estado del arte

La estabilidad transitoria analiza el comportamiento del SEP para mantenerse en sincronismo después de ocurrir una falla de gran magnitud y corta duración, donde se experimenta un cambio considerable en el ángulo de rotor δ de un generador síncrono en relación con el sistema o con otros generadores síncronos, lo que afecta el funcionamiento normal de las máquinas rotatorias. Después de haberse removido la falla (generalmente asociada a fallas de cortocircuito), el ángulo δ debe permanecer en un valor que permita el sincronismo en el sistema [Kundur, 1994], [Machowski, 2008].

El tiempo de liberación de la falla ocasionada en el SEP es un aspecto importante que se debe tener en cuenta, ya que dependiendo del sistema puede presentar tres tipos de respuesta [Kundur, 1994].

- **Caso 1:** El ángulo del rotor aumenta a un valor máximo y después oscila con una amplitud decreciente hasta alcanzar un estado de equilibrio.
- **Caso 2:** El ángulo del rotor sigue en incremento hasta perder el sincronismo; se le considera inestabilidad de primera oscilación a esta condición.
- **Caso 3:** El ángulo del rotor es estable en la primera oscilación, pero en su transcurso se vuelve inestable por el aumento en su amplitud.

Otro aspecto a considerar es identificar si se trata de estabilidad local o estabilidad interárea, las cuales se identifican de acuerdo con lo siguiente. La estabilidad local se refiere a unidades de generación que se encuentran en cercanía, como podría ser en la misma central de generación eléctrica respecto al sistema eléctrico, debido a que las oscilaciones medidas estaban en una pequeña parte del sistema [Kundur, 1994], [Castellanos, 1997]. La estabilidad interárea comprende una interconexión que existe entre un sistema de máquinas generadoras con otras situadas en un lugar apartado del sistema eléctrico principal [Kundur, 1994], [Kundur, 1993].

El modelado de los diferentes componentes es determinante para poder obtener los resultados que se esperan en este tipo de análisis, ya que al analizarlos dependiendo de qué tan detallado o simple sea el modelo

podemos esperar una solución a la estabilidad transitoria más o menos precisa. En este apartado se deben tomar en cuenta los diferentes componentes como los generadores, la línea de transmisión, el transformador de potencia y las cargas en el sistema. Distintos modelos de componentes se pueden encontrar en diferentes fuentes como [Kundur, 1994], [Sauer, 1998], [Machowski, 2008], [IEEE Std 1110, 2019].

En [Kundur, 1994] se han descrito diferentes tipos de sistemas de excitación, ya que se han modificado con el paso del tiempo, comprendiendo los siguientes controles: sistemas de excitación de CD (corriente directa), sistemas de excitación de CA (corriente alterna) y sistemas de excitación estáticos.

Los sistemas de excitación tipo CD se basan en el uso de generadores de corriente directa como fuentes para excitar y proporcionar corriente eléctrica mediante anillos deslizantes al rotor del generador síncrono [Kundur, 1994]. Este tipo de excitadores pueden ser autoexcitados o de excitación independiente, y existen diferentes modelados para el estudio de estabilidad como se plantea en [IEEE Std 421.5, 2016].

Otro tipo de sistemas de excitación son los de CA, los cuales consisten en usar máquinas de corriente alterna para la alimentación de excitación del generador síncrono. Por lo general, el excitador se encuentra en el eje del generador. Existen dos tipos de rectificadores: uno es de sistemas de rectificación estacionarios y el otro de sistemas de rectificación rotatoria, los cuales cuentan con modelos recomendados en [IEEE Std 421.5, 2016].

En los sistemas de excitación estática, las partes que lo conforman son estáticas o estacionarias; el campo del generador síncrono principal es excitado directamente por los rectificadores estáticos controlados o no controlados, mediante polos deslizantes. La alimentación se toma mediante un transformador, el cual se conecta al generador principal o a uno de sus devanados auxiliares donde se reduce el voltaje a un nivel adecuado.

En [Oscullo, 1996] se puede observar el comportamiento de los diferentes tipos de sistemas de excitación en un generador síncrono para estudios de estabilidad transitoria; también se estudia el comportamiento de sistemas de excitación en la oscilación del sistema en [León, 2012].

En [Corona, 2014] se reporta el estudio de dos sistemas eléctricos de potencia realizando el análisis de estabilidad transitoria con la inclusión de los sistemas de excitación, considerando el modelo clásico; fueron implementados en FORTRAN y MATLAB. Este estudio se realizó en sistemas multi-máquina, donde se dio como resultado que al aplicar un cortocircuito trifásico las máquinas más afectadas son las más cercanas al nodo de falla y la máquina con menor inercia de todo el SEP. También se observa en los documentos [Reyes, 2018] y [Morones, 2000] el comportamiento del análisis transitorio en multi-máquina.

En [Al-Zahrani y Ramdas, 2022] se evalúa el comportamiento de diferentes sistemas de excitación aplicados a un generador síncrono conectado a un bus infinito, con el propósito de analizar su influencia en la

estabilidad transitoria. El estudio considera los modelos DC1A, DC2A, AC4A, AC5A, ST1A y ST2A, los cuales se comparan mediante simulaciones numéricas empleando el método de Runge–Kutta de cuarto orden. A partir de los resultados se observa que el modelo ST2A proporciona un mejor margen de estabilidad antes de la pérdida de sincronismo, al presentar menores tiempos de asentamiento y mayor capacidad de recuperación tras una falla trifásica. Los autores destacan que la selección del sistema de excitación tiene un efecto determinante en el comportamiento dinámico del generador y subrayan la importancia de los tiempos de respuesta del excitador como factor clave para mejorar la estabilidad del sistema ante fallas severas.

En [Lee y Kundur, 1986] se plantea el desarrollo de sistemas de excitación avanzados capaces de mejorar la estabilidad dinámica de redes eléctricas mediante el uso combinado de excitadores estáticos de alta respuesta y estabilizadores de sistema de potencia. El trabajo resalta la evolución de los reguladores de voltaje y la introducción de controles no lineales y discontinuos que incrementan la estabilidad transitoria frente a fallas severas, optimizando además el amortiguamiento de oscilaciones locales e interárea. Posteriormente, en [Kundur, 1989] se amplía este enfoque mediante un análisis detallado del diseño y ajuste de los parámetros de los PSS aplicados a la central nuclear Darlington, evaluando su efecto en la estabilidad de pequeña señal y en la respuesta transitoria del sistema. Los resultados demuestran que una adecuada compensación de fase, junto con una correcta selección de la ganancia y del tiempo de lavado, permite mejorar significativamente el comportamiento dinámico del generador sin comprometer la robustez del control, consolidando el uso del estabilizador como una solución eficaz para aumentar la estabilidad global del sistema interconectado.

1.3 Justificación

El suministro de energía eléctrica es fundamental para la sociedad moderna, y los sistemas de potencia siguen creciendo en tamaño y complejidad. Esta expansión incrementa la probabilidad de que se presenten fallas que afecten la operación de los equipos y la estabilidad del sistema. Por ello, es necesario contar con estrategias que mantengan la red en condiciones seguras ante distintos tipos de fallas.

El análisis de estabilidad transitoria, permite estudiar cómo responde el sistema durante y después de una falla, considerando la interacción entre los generadores, los sistemas de excitación y la red. Dentro de estos elementos, el sistema de excitación tiene un papel determinante, ya que regula el voltaje de campo del generador y, por tanto, influye directamente en la potencia electromagnética y la capacidad del sistema para conservar el sincronismo.

El modelo de excitación TSEC se propone como una mejora frente a los sistemas convencionales, ya que ofrece una respuesta más rápida ante variaciones de voltaje y ángulo del rotor. Esto resulta especialmente

importante en sistemas cuando se producen fallas severas de corta duración, donde la respuesta dinámica del sistema se vuelve no lineal y pueden aparecer oscilaciones interárea.

A diferencia de los controles convencionales, el sistema de alta velocidad incorpora señales adicionales como variación de velocidad del rotor, variación de potencia eléctrica y variación de voltaje en terminales, las cuales permiten al regulador de voltaje actuar de forma más efectiva para mejorar la amortiguación de las oscilaciones. Debido a estas señales, el sistema logra una recuperación más rápida y estable tras una falla, incrementando la estabilidad angular.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo General

El objetivo general de este trabajo es la comparación de los modelos de sistemas de excitación convencionales y del sistema de excitación mejorado, el cual incorpora un control tipo TSEC junto con limitadores de voltaje, para el análisis de la estabilidad transitoria en sistemas eléctricos de potencia. El propósito es evaluar y obtener una respuesta dinámica mejorada frente a fallas de corta duración y gran magnitud, en comparación con la obtenida mediante métodos tradicionales, utilizando el software de simulación Matlab/Simulink®. De esta manera, se busca demostrar cómo la incorporación del sistema de excitación mejorado contribuye a optimizar la estabilidad transitoria y el comportamiento dinámico del sistema.

1.4.2 Objetivos específicos

La realización de la tesis está asociada con los siguientes objetivos particulares:

- Obtener la respuesta del análisis de estabilidad transitoria mediante el sistema de excitación mejorado TSEC.
- Desarrollar el modelo del excitador mejorado TSEC para validar la metodología propuesta.
- Desarrollar el modelo interárea para su análisis de estabilidad transitoria con los sistemas de excitación.
- Validar el sistema de excitación propuesto utilizando el simulador Matlab/Simulink®.
- Comparar la respuesta obtenida de los diferentes sistemas de excitación.

1.5 Metodología

La metodología a seguir en este documento será la siguiente:

Se revisará bibliografía referente al análisis de estabilidad de sistemas eléctricos de potencia, para la comprensión y el desarrollo de los diferentes temas a tratar en este documento de tesis.

Se estudia los diferentes modelados de los componentes que integran el sistema eléctrico de potencia para su posterior análisis en el sistema interárea.

Se analizarán los diferentes tipos de sistemas de control de excitación y su influencia en el comportamiento dinámico del sistema eléctrico de potencia.

Se analizarán los diferentes aspectos que contribuyen al mejoramiento de la estabilidad transitoria como lo son el sistema de excitación TSEC y los limitadores de voltaje.

Los modelos se implementarán en el entorno de simulación Matlab/Simulink®, donde se aplicará una falla en el sistema con el objetivo de analizar la respuesta dinámica ante condiciones transitorias severas.

1.6 Aportaciones

Se desarrolla e implementa un sistema de excitación tipo TSEC para el análisis de la estabilidad transitoria interárea, dando un mejor desempeño dinámico y una respuesta más estable ante fallas, en comparación con el sistema de excitación convencional ST1A.

1.7 Descripción de capítulos

En el segundo capítulo, se describen los modelos clásicos de los diferentes componentes del sistema eléctrico de potencia, como lo son las máquinas rotatorias, los transformadores, las líneas de transmisión y las diferentes cargas en el sistema, para su mayor comprensión en el análisis de estabilidad transitoria.

En el tercer capítulo, se describen los diferentes tipos de control utilizados, en particular el estabilizador del sistema de potencia y el regulador de voltaje.

En el cuarto capítulo, se mostrarán los diferentes métodos que permiten el mejoramiento del estudio de estabilidad transitoria, tales como la alta velocidad en liberación de falla, sistema de excitación de alta velocidad y control de excitación discontinua, y se comparará con el estudio tradicional de estabilidad transitoria.

En el quinto capítulo, se abordan los casos de estudio en los que se analizará el sistema de dos áreas y su respuesta dinámica para cada caso, considerando el efecto de los controladores.

En el sexto capítulo, se detallan las conclusiones generales a las que se ha llegado como resultado de la investigación reportada en esta tesis y se proponen vertientes de investigación futura a desarrollar en el mismo campo de investigación.

Capítulo 2

Modelos de componentes convencionales del sistema eléctrico

2.1 Introducción

Este capítulo presenta los modelos convencionales utilizados para describir el comportamiento dinámico de los principales elementos de un sistema de potencia: la máquina síncrona, las líneas de transmisión, los transformadores y las cargas eléctricas. Estos modelos constituyen la base para la formulación de las ecuaciones diferenciales no lineales que determinan la evolución del sistema durante y después de una falla.

La comprensión de la máquina síncrona es fundamental en el análisis de estabilidad transitoria, ya que se basa en mantener el sincronismo ante una falla en el sistema al cual se conecta. El modelo dinámico de la máquina síncrona es esencial, por lo que se debe tener conocimiento sobre las características que lo conforman, descritas en este capítulo. Una representación precisa de la máquina permitirá obtener resultados más similares de su comportamiento a [Kundur, 1994][Sauer, 1998].

En este capítulo, se describen los modelos típicos de líneas de transmisión, considerando tanto configuraciones con parámetros distribuidos como equivalentes π . Posteriormente, se aborda el modelado de transformadores, representados convenientemente para análisis nodal mediante su configuración π . Finalmente, se discuten las distintas formas de modelar las cargas eléctricas. La comprensión de estos modelos no solo permite simular con precisión la respuesta del sistema ante condiciones de falla, sino también diseñar estrategias de control y protección más eficaces. Este capítulo sienta así las bases conceptuales y matemáticas necesarias para los análisis desarrollados en los capítulos posteriores.

Se eligieron determinados modelos de los componentes del sistema eléctrico de potencia que ya estaban implementados en Matlab/Simulink®, lo que facilitó la integración del sistema de excitación mejorado de alta velocidad, permitiendo acoplarlo de manera más eficiente y evaluar de forma confiable su desempeño.

2.2 Máquina síncrona

Los generadores síncronos representan la principal fuente de generación de energía eléctrica en los sistemas de potencia. En este contexto, el análisis de la estabilidad de los sistemas de potencia se enfoca principalmente en la capacidad de mantener el sincronismo entre las máquinas síncronas interconectadas. Por consiguiente, el estudio de dicha estabilidad requiere tanto una comprensión profunda de las características eléctricas y mecánicas de la máquina síncrona como un modelado preciso que permita describir con fidelidad su comportamiento dinámico en función de su interacción con el SEP.

2.2.1 Campo y armadura (descripción física)

La máquina síncrona se compone de dos elementos fundamentales, como se muestra en la figura(2.1) , los cuales son el campo y la armadura. El primero consiste en producir un campo electromagnético, induciendo tensiones alternas en el devanado de armadura mediante corriente directa. En cuanto al devanado de armadura, se requiere una separación de 120° debido a un voltaje considerablemente más alto (este devanado se encuentra en el estator). El devanado de campo, situado en el rotor, gracias a la inyección de corriente continua, genera un campo que gira con el rotor. Tanto este como el campo del estator deben girar a una misma velocidad, la cual se considera como velocidad síncrona constante. Además, para la disminución de oscilaciones de velocidad, se cuenta con devanados amortiguadores en el rotor [Kundur, 1994] [Sauer, 1998] [IEEE Std 1110, 2019][Ortega, 2014].

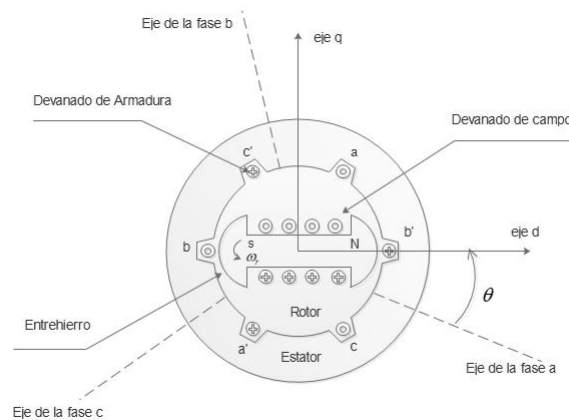


Figura 2.1: Diagrama esquemático de una máquina síncrona trifásica [Kundur, 1994].

2.2.2 Descripción matemática

Es necesario realizar suposiciones, para desarrollar las ecuaciones que representan a la máquina síncrona [Kundur, 1994][Ortega, 2014], como las que se mencionan a continuación:

- Los arrollamientos del estator, se distribuyen de manera sinusoidal a lo largo del entrehierro, para la consideración de los efectos mutuos con el rotor.
- No hay variaciones apreciables de las inductancias del rotor por las ranuras del estator, a medida que cambia la posición del rotor.
- Se puede despreciar la histéresis magnética.
- Se disminuirán los efectos de saturación.

En la Figura(2.2) se representan los circuitos que involucran a la máquina síncrona, donde se puede apreciar el ángulo θ , el cual se define como el ángulo que adelanta el eje d en la línea central de la fase a. El ángulo θ crece continuamente y está relacionado con la velocidad angular ω_r del rotor y con el tiempo, puesto que el rotor rota respecto al estator [Kundur, 1994] .

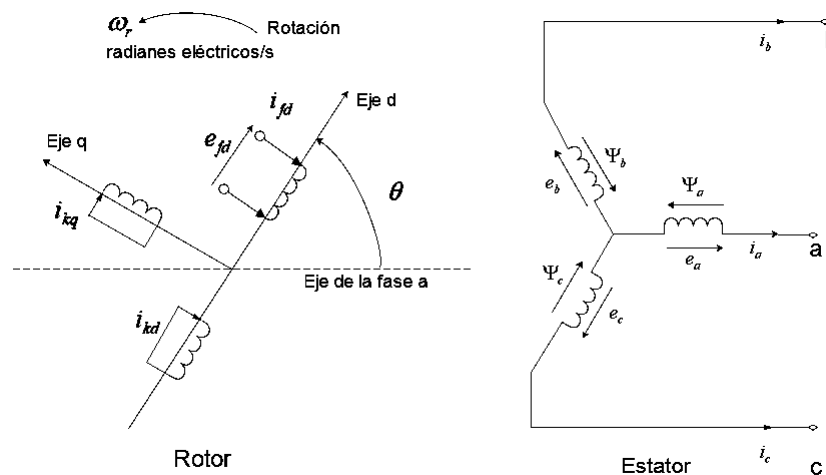


Figura 2.2: Representación del circuito de una máquina síncrona trifásica [Kundur, 1994].

Para realizar las ecuaciones básicas de la máquina síncrona, se considera la corriente en el devanado del estator hacia fuera de la máquina, mientras las corrientes del campo y amortiguadores se asumen hacia dentro, debido al entrehierro no uniforme. La permeancia varía en la trayectoria del flujo magnético y causa variaciones en las inductancias, lo que hace que se compliquen las ecuaciones de la máquina síncrona,

debido a la posición variante entre el rotor y el estator, provocando cambios en las inductancias propias (capacidad para generar una fuerza electromotriz (FEM) en sí mismo) y mutuas (la capacidad de dos bobinas o conductores situados cerca uno del otro para inducirse mutuamente una FEM). La inductancia mutua entre dos devanados del estator es negativa, y tiene su valor más alto cuando el polo norte y sur son equidistantes del centro de los dos devanados. En cuanto a las inductancias mutuas entre el estator y el rotor, se observa una inductancia constante respecto a las variaciones en el entrehierro y las variaciones son debidas al relativo movimiento entre devanados. El flujo magnético máximo, que enlaza a los devanados, se da cuando se alinean los devanados del estator y el rotor, generando una inductancia mutua máxima. Mientras que en desplazamientos de 90°, no hay ningún flujo que enlace a los dos circuitos y la inductancia mutua es cero. [Kundur, 1994][Ortega, 2014].

La trayectoria del flujo magnético, que se produce por el devanado de campo es la siguiente: pasa por el hierro del estator, atraviesa el entrehierro, después sigue su camino hacia el rotor, y por último regresa a su punto inicial atravesando el entrehierro en sentido opuesto.

Ecuaciones de los circuitos del estator

Las ecuaciones de voltaje son.

$$e_a = \frac{d\Psi_a}{dt} - R_a i_a = p\Psi_a - R_a i_a \quad (2.1)$$

$$e_b = p\Psi_b - R_b i_b \quad (2.2)$$

$$e_c = p\Psi_c - R_c i_c \quad (2.3)$$

Los enlaces del flujo magnético en la fase a, para cualquier instante de tiempo:

$$\Psi_a = l_{aa}(-i_a) + l_{ab}(-i_b) + l_{ac}(-i_c) + l_{afd} i_{fd} + l_{akd} i_{kd} + l_{akq} i_{kq} \quad (2.4)$$

Se aplica de igual forma a las fases b y c, para sus enlaces de flujo magnético, tomando en cuenta el signo negativo debido a la dirección asumida en [Kundur, 1994].

Al sustituir todas las expresiones para las inductancias en las ecuaciones de voltaje del estator se obtiene:

$$\begin{aligned} \Psi_a = & -i_a [L_{aa0} + L_{aa2} \cos(2\theta)] + i_b \left[L_{ab0} + L_{aa2} \cos \left(2\theta + \frac{\pi}{3} \right) \right] \\ & + i_c \left[L_{ab0} + L_{aa2} \cos \left(2\theta - \frac{\pi}{3} \right) \right] + i_{fd} L_{afd} \cos \theta \\ & + i_{kd} L_{akd} \cos \theta - i_{kq} L_{akq} \sin \theta \end{aligned} \quad (2.5)$$

similarmente,

$$\begin{aligned}\Psi_b = & i_a \left[L_{ab0} + L_{aa2} \cos \left(2\theta + \frac{\pi}{3} \right) \right] - i_b \left[L_{aa0} + L_{aa2} \cos 2 \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) \right] \\ & + i_c \left[L_{ab0} + L_{aa2} \cos (2\theta - \pi) \right] + i_{fd} L_{afd} \cos \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) \\ & + i_{kd} L_{akd} \cos \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) - i_{kq} L_{akq} \sin \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right)\end{aligned}\quad (2.6)$$

$$\begin{aligned}\Psi_c = & i_a \left[L_{ab0} + L_{aa2} \cos \left(2\theta - \frac{\pi}{3} \right) \right] - i_b \left[L_{ab0} + L_{aa2} \cos (2\theta - \pi) \right] \\ & + i_c \left[L_{aa0} + L_{aa2} \cos 2 \left(\theta + \frac{\pi}{3} \right) \right] + i_{fd} L_{afd} \cos \left(\theta + \frac{2\pi}{3} \right) \\ & + i_{kd} L_{akd} \cos \left(\theta + \frac{2\pi}{3} \right) - i_{kq} L_{akq} \sin \left(\theta + \frac{2\pi}{3} \right)\end{aligned}\quad (2.7)$$

Ecuaciones del rotor

Las ecuaciones de voltaje del rotor son:

$$e_{fd} = p\Psi_{fd} + R_{fd}i_{fd} \quad (2.8)$$

$$0 = p\Psi_{kd} + R_{kd}i_{kd} \quad (2.9)$$

$$0 = p\Psi_{kq} + R_{kq}i_{kq} \quad (2.10)$$

La permeancia en cuanto al circuito del rotor es constante debido a la estructura cilíndrica del estator. Gracias a esta constancia, las inductancias propias del rotor y las inductancias mutuas entre los circuitos del rotor no varían con la posición. Mientras que las inductancias mutuas entre los circuitos del rotor y el estator varían periódicamente con θ , como se explicó en temas anteriores [Kundur, 1994][IEEE Std 1110, 2019]. Los enlaces de flujo del circuito del rotor se expresan como:

$$\Psi_{fd} = L_{ffd}i_{fd} + L_{fkd}i_{kd} - L_{afd} \left[i_a \cos \theta + i_b \cos \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) + i_c \cos \left(\theta + \frac{2\pi}{3} \right) \right] \quad (2.11)$$

$$\Psi_{kd} = L_{fkd}i_{fd} + L_{kkd}i_{kd} - L_{akd} \left[i_a \cos \theta + i_b \cos \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) + i_c \cos \left(\theta + \frac{2\pi}{3} \right) \right] \quad (2.12)$$

$$\Psi_{kq} = L_{kkq}i_{kq} + L_{akq} \left[i_a \sin \theta + i_b \sin \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) + i_c \sin \left(\theta + \frac{2\pi}{3} \right) \right] \quad (2.13)$$

2.2.3 La transformación dq0

Se definen dos ejes para el propósito de lograr identificar las características de la máquina síncrona, los cuales son [Kundur, 1994][Sauer, 1998][Padiyar, 2002]:

- El eje directo d el cual se centra magnéticamente en el centro del polo norte.
- Eje de cuadratura q , se caracteriza por adelantar 90° al eje d (esta selección es arbitraria).

La posición del rotor respecto al estator, se mide gracias al ángulo θ que comprende entre el eje d y el eje del devanado de la fase a .

La descripción de las ecuaciones de la máquina síncrona, se comprende por completo en las ecuaciones del estator 2.1 a 2.3, 2.5 a 2.7 y las ecuaciones del rotor 2.8 a 2.13. Sin embargo, al revisar las ecuaciones del estator, se observan términos que aumentan la complejidad de estas, ya que las inductancias varían con el tiempo. Por lo tanto, se realiza una transformación de sus variables para simplificarlas. Las ecuaciones de corriente respecto al estator se expresan en nuevas ecuaciones:

$$i_d = k_d \left[i_a \cos \theta + i_b \cos \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) + i_c \cos \left(\theta + \frac{2\pi}{3} \right) \right] \quad (2.14)$$

$$i_q = -k_q \left[i_a \cos \theta + i_b \cos \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) + i_c \cos \left(\theta + \frac{2\pi}{3} \right) \right] \quad (2.15)$$

$$i_0 = \frac{1}{3} (i_a + i_b + i_c) \quad (2.16)$$

Donde las constantes k_d y k_q son arbitrarias y se escogen para simplificar los coeficientes numéricos en las ecuaciones. Con valores generalmente de $2/3$ en la mayoría de las literaturas [Sauer, 1998] [Kundur, 1994]. Para condiciones balanceadas $i_a + i_b + i_c = 0$, por esta razón $i_0 = 0$. La transformación de las variables de la fase abc a variables $dq0$ se puede expresar de manera matricial [Kundur, 1994] [Sauer, 1998] [Corona, 2014][IEEE Std 1110, 2019].

$$\begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) & \cos \left(\theta + \frac{2\pi}{3} \right) \\ -\sin \theta & -\sin \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) & -\sin \left(\theta + \frac{2\pi}{3} \right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (2.17)$$

La transformación inversa es:

$$\begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \theta & -\sin \theta & 1 \\ \cos \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) & -\sin \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) & 1 \\ \cos \left(\theta + \frac{2\pi}{3} \right) & -\sin \left(\theta + \frac{2\pi}{3} \right) & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} \quad (2.18)$$

Con estas últimas ecuaciones se expresa el comportamiento eléctrico dinámico completo de la máquina en componentes $dq0$, y se puede referir a todo este conjunto de ecuaciones como ecuaciones de Park [Kundur, 1994][Sauer, 1998].

La transformación $dq0$ se puede expresar como un medio para referir magnitudes físicas del estator a un marco referido al rotor. En cuanto al análisis de ecuaciones en términos de variables $dq0$, es más simple gracias a los siguientes puntos:

- Las ecuaciones tienen inductancias constantes.
- En estado balanceado, las magnitudes de secuencia cero desaparecen.
- En la máquina síncrona, los parámetros en d y q se pueden medir con pruebas desde los bornes.

2.2.4 Sistema por unidad

Es conveniente usar algún sistema por unidad para normalizar las variables. Al escoger un sistema, se puede minimizar el esfuerzo de la evaluación. En el caso de la máquina síncrona, se utiliza para conseguir simplificar y eliminar constantes arbitrarias, permitiendo expresar en circuitos equivalentes. El sistema en este caso es conocido como el sistema por unidad recíproco de base L_{ad} [Kundur, 1994].

Las magnitudes físicas base para los circuitos del rotor deben convertirse en ecuaciones más sencillas, para eso se debe satisfacer:

- Las inductancias mutuas en por unidad, deben ser recíprocas entre diferentes devanados.
- Todas las inductancias mutuas entre el estator y el rotor, deben ser iguales, en cada eje.

Conjunto completo de ecuaciones eléctricas en por unidad

En el sistema por unidad de base L_{ad} , se observa que :

$$L_{afd} = L_{fda} = L_{akd} = L_{kda} = L_{ad}$$

$$L_{akq} = L_{kqa} = L_{aq}$$

$$L_{fkd} = L_{kdf}$$

En las ecuaciones eléctricas por unidad se consideran dos circuitos amortiguadores en el eje q y se utilizarán subíndices $1q$ y $2q$, en vez de identificarlos como kq . En cambio, para el eje d solo se utiliza un circuito amortiguador con subíndice $1d$. Estas ecuaciones ya se encuentran en por unidad y se explica de mejor manera la conversión en [Kundur, 1994].

Ecuaciones de voltaje del estator en por unidad:

$$e_d = p\Psi_d - \Psi_q\omega_r - R_a i_d \quad (2.19)$$

$$e_q = p\Psi_q - \Psi_d\omega_r - R_a i_q \quad (2.20)$$

$$e_0 = p\Psi_0 - R_a i_0 \quad (2.21)$$

De voltaje del rotor en por unidad:

$$e_{fd} = p\Psi_{fd} + R_{fd} i_{fd} \quad (2.22)$$

$$0 = p\Psi_{1d} + R_{1d} i_{1d} \quad (2.23)$$

$$0 = p\Psi_{1q} + R_{1q} i_{1q} \quad (2.24)$$

$$0 = p\Psi_{2q} + R_{2q} i_{2q} \quad (2.25)$$

Ecuaciones de los enlaces de flujo magnético del estator en por unidad

$$\Psi_d = -(L_{ad} + L_l) i_d + L_{ad} i_{fd} - L_{ad} i_{1d} \quad (2.26)$$

$$\Psi_q = -(L_{aq} + L_l) i_q + L_{aq} i_{1q} - L_{aq} i_{2q} \quad (2.27)$$

$$\Psi_0 = -L_0 i_0 \quad (2.28)$$

Ecuaciones de los enlaces de flujo magnético del rotor en por unidad

$$\Psi_{fd} = L_{ffd}i_{fd} + L_{f1d}i_{1d} - L_{ad}i_d \quad (2.29)$$

$$\Psi_{1d} = L_{f1d}i_{1d} + L_{11d}i_{1d} - L_{ad}i_d \quad (2.30)$$

$$\Psi_{1q} = L_{11q}i_{1q} + L_{aq}i_{2q} - L_{aq}i_q \quad (2.31)$$

$$\Psi_{2q} = L_{aq}i_{1q} + L_{22q}i_{2q} - L_{aq}i_q \quad (2.32)$$

Momento de giro en el entrehierro en por unidad

$$T_e = \Psi_d i_q - \Psi_q i_d \quad (2.33)$$

En el análisis de estabilidad de sistemas de potencia, las ecuaciones se manejan en magnitudes por unidad con excepción del tiempo en cuyo caso p que esta en por unidad se reemplaza por:

$$\left(\frac{1}{\omega_{base}} \right) p = \left(\frac{1}{\omega_{base}} \right) \frac{d}{dt(s)} \quad (2.34)$$

Reactancias en por unidad

Para las reactancias en por unidad es igual a la inductancia por unidad, siempre y cuando la frecuencia base tiene el mismo de la frecuencia de las magnitudes físicas del estator.

$$X_d = 2\pi f L_d \quad \Omega$$

si se divide por $Z_{s \text{ base}} = 2\pi f_{base}$,

$$\frac{x_d}{Z_{s \text{ base}}} = \frac{2\pi f}{2\pi f_{base}} \frac{L_d}{L_{s \text{ base}}}$$

Si $f = f_{base}$, entonces $x_d = l_d$

2.2.5 Circuitos equivalentes

Los circuitos equivalentes permiten dar una visión del modelo de la máquina síncrona. En la Figura 2.3; Se describen las relaciones entre los enlaces de flujo magnético del rotor y las ecuaciones de las tensiones correspondientes. En lo que respecta al estator, dichos circuitos permiten expresar los flujos como funciones de las corrientes, y de las variables asociadas al rotor.

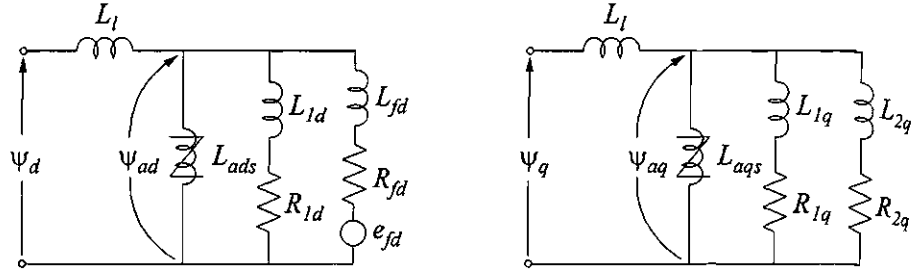


Figura 2.3: Circuitos en los ejes d y q representando el efecto transitorio [Kundur, 1994].

2.2.6 Saturación magnética

En los estudios de estabilidad, se representa la saturación magnética con las siguientes suposiciones [Kundur, 1994] y [Pavella, 2013]:

- Las inductancias de dispersión no son afectadas por la saturación, debido a que los flujos magnéticos de dispersión pasan gran parte de su camino en el aire y no están en la saturación del hierro. Siendo así, las inductancias mutuas L_{ad} y L_{aq} son las únicas que están saturadas.
- La saturación no es afectada por los flujos magnéticos de dispersión, ya que solo es determinada por enlaces de flujo magnético en el entrehierro, al ser los únicos que atraviesan el entrehierro.
- La curva de saturación es considerada en circuito abierto, ya que es usualmente es un dato fácilmente disponible.
- En las maquinas de rotor cilíndrico la curva de saturación es la misma para el eje d y el eje q .

Gracias a estas suposiciones, los efectos de la saturación pueden ser representados como

$$L_{ad} = K_{sd} L_{adu} \quad (2.35)$$

$$L_{aq} = K_{sq} L_{aqu} \quad (2.36)$$

Donde L_{adu} y L_{aqu} son valores no saturados de L_{ad} y L_{aq}

K_{sd} y K_{sq} es el grado de saturación en los ejes d y q respectivamente.

Conforme a la suposición c), el grado de saturación se define a partir de la característica de circuito abierto (por sus siglas en ingles OCC). referido a la figura(2.4) para un punto "a" sobre la línea OCC.

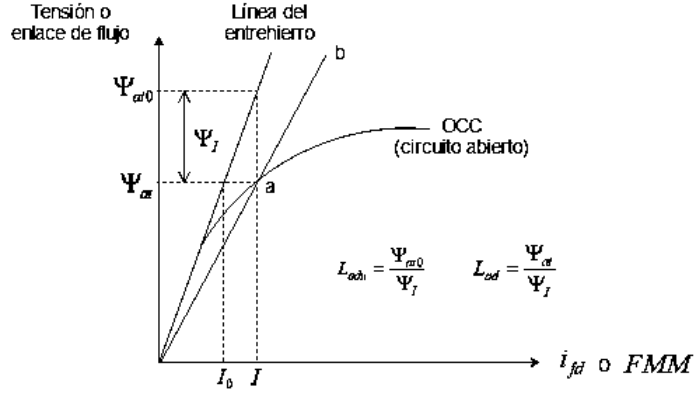


Figura 2.4: Característica de circuito abierto mostrando los efectos de la saturación

el factor de saturación se establece

$$K_{sd} = \frac{\Psi_{at}}{\Psi_{at0}} \quad (2.37)$$

La desviación de la característica OCC correspondiente del la linea del entrehierro.

Se establece

$$\Psi_I \Psi_{at0} - \Psi_{at} \quad (2.38)$$

El factor de saturación se modifica a,

$$K_{sd} = \frac{\Psi_{at}}{\Psi_{at} + \Psi_I} \quad (2.39)$$

La curva de saturación, puede seccionarse en tres segmentos, como se muestra en la Figura(2.5) .El primero consta de la parte no saturada,el segundo en segmento no lineal, y por ultimo el tercero en saturado completamente[Kundur, 1994].

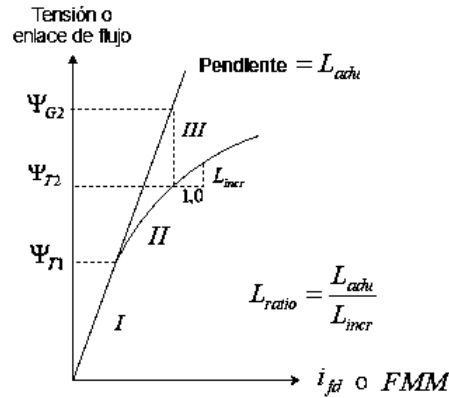


Figura 2.5: Representación de la característica de saturación

En el segmento I se define por $\Psi_{at} \leq \Psi_{T1}$

$$\Psi_I = 0 \quad (2.40)$$

Respecto al segmento II es expresado por $\Psi_{T1} \leq \Psi_{at} \leq \Psi_{T2}$ y Ψ_I es:

$$\Psi_I = A_{sat} e^{B_{sat}(\Psi_{at} - \Psi_{T1})} \quad (2.41)$$

Donde A_{sat} y B_{sat} son constantes dependientes de la característica de saturación.

En el segmento III se establece por $\Psi_{at} > \Psi_{T2}$

$$\Psi_I = \Psi_{G2} + L_{ratio}(\Psi_{at} - \Psi_{T2}) - \Psi_{at} \quad (2.42)$$

Tomando en cuenta que L_{ratio} es la relación entre la pendiente de la línea del entrehierro y la pendiente incremental del segmento III de la OCC.

El enlace de flujo en el entrehierro se determina por

$$\Psi_{at} = \sqrt{\Psi_{ad}^2 + \Psi_{aq}^2} \quad (2.43)$$

Los enlaces de flujo magnético en el entrehierro se determina con $\omega_r = 1$ y $p = 0$

$$\Psi_{ad} = \Psi_d + L_l i_d = (e_q + R_a i - q) + L_l i_d \quad (2.44)$$

$$\Psi_{aq} = \Psi_q + L_l i_q = (-e_q + R_a i - d) + L_l i_q \quad (2.45)$$

Conociendo que Ψ_{at} en por unidad es igual al voltaje del entrehierro se concreta que,

$$\tilde{E}_a = \tilde{E}_t + (R_a + j l) \tilde{I}_t \quad (2.46)$$

Donde $\tilde{E}_t$ e $\tilde{I}_t$ son voltaje y corriente en terminales de la máquina síncrona.

2.2.7 Representación de la máquina síncrona en estudios de estabilidad

El estudio y análisis de sistemas eléctricos de potencia de gran escala, puede presentar un alto grado de complejidad, debido a la naturaleza no lineal y al gran número de variables presentes en las ecuaciones que los describen. Con el objetivo de facilitar su aplicación práctica y permitir un tratamiento más manejable desde el punto de vista computacional y analítico, se adoptan ciertas suposiciones y simplificaciones. Estas

consideraciones permiten obtener modelos más tratables, sin perder de vista los aspectos fundamentales del comportamiento dinámico del sistema [Kundur, 1994][Sauer, 1998].

Estas simplificaciones son:

Los términos $p\Psi_d$ y $p\Psi_q$ se desprecian, lo que permite que las ecuaciones del estator se transformen en ecuaciones algebraicas, gracias a la eliminación de los transitorios que representaban estos términos en las ecuaciones. Esto permitirá relacionarlas con las ecuaciones de la red, tomando en cuenta que los transitorios en la red declinan demasiado rápido, lo que facilita no modelarlos en los estudios de estabilidad, y esto se logra debido a la omisión de los transitorios del estator de la máquina.

Las ecuaciones de voltaje del estator se detallan a continuación:

$$e_d = -\Psi_q \omega_r - R_a i_d \quad (2.47)$$

$$e_q = -\Psi_d \omega_r - R_a i_q \quad (2.48)$$

La otra consideración es suponer el valor de ω_r en por unidad igual a 1 en las ecuaciones de voltaje del estator. El motivo de esta suposición es el hecho de contrarrestar el desprecio de los términos $p\Psi_d$ y $p\Psi_q$.

Las ecuaciones de voltaje del estator se reducen a:

$$e_d = -\Psi_q - R_a i_d \quad (2.49)$$

$$e_q = -\Psi_d - R_a i_q \quad (2.50)$$

La potencia eléctrica en terminales se determina como:

$$P_t = e_d i_d + e_q i_q \quad (2.51)$$

Sustituyendo e_d y e_q de las ecuaciones 2.49 y 2.50

$$\begin{aligned} P_t &= (-\Psi_q - R_a i_d) i_d + (\Psi_d - R_a i_q) i_q \\ &= (\Psi_d i_q - \Psi_q i_d) - R_a (i_d^2 + i_q^2) \\ &= T_e - R_a I_t^2 \end{aligned} \quad (2.52)$$

La potencia en el entrehierro, vista detrás de R_a es

$$\begin{aligned}
P_e &= P_t + R_a I_t^2 \\
&= T_e
\end{aligned}
\tag{2.53}$$

Ecuaciones de enlaces de flujo magnético constante incluyendo efectos transitorios

Mediante los circuitos equivalentes de la Figura 2.3 para los ejes d y q es posible obtener

$$\Psi_{ad} = -L_{ad}i_d + L_{ad}i_{fd} \tag{2.54}$$

$$\Psi_d = \Psi_{ad} - L_l i_d \tag{2.55}$$

$$\Psi_{fd} = \Psi_{ad} - L_{fd}i_{fd} \tag{2.56}$$

Despejando i_{fd} de la ecuación 2.56.

$$i_{fd} = \frac{\Psi_{fd} - \Psi_{ad}}{L_{fd}} \tag{2.57}$$

Al sustituir 2.57 en 2.54 resulta.

$$\Psi_{ad} = -L_{ad}i_d + \frac{L_{ad}}{L_{fd}} (\Psi_{fd} - \Psi_{ad}) \tag{2.58}$$

Al reorganizar Ψ_{ad} en términos de Ψ_{fd}

$$\Psi_{ad} = L'_{ad} \left(-i_d + \frac{\Psi_{fd}}{L_{fd}} \right) \tag{2.59}$$

Donde

$$L'_{ad} = \frac{1}{\frac{1}{L_{ad}} + \frac{1}{L_{fd}}} = L'_d - L_l \tag{2.60}$$

Procediendo de manera similar para el eje q se obtiene

$$\Psi_{aq} = L'_{aq} \left(-i_q + \frac{\Psi_{1q}}{L_{1q}} \right) \tag{2.61}$$

Donde, teniendo en cuenta que

$$L'_{aq} = \frac{1}{\frac{1}{L_{aq}} + \frac{1}{L_{1q}}} = L'_q - L_l \quad (2.62)$$

Al considerar $\Psi_q = \Psi_{aq} - L_l i_q$, la voltaje en el estator esta dada por

$$\begin{aligned} e_d &= -R_a i_d - \omega \Psi_q \\ &= -R_a i_d + \omega (L_l i_q - \Psi_{aq}) \end{aligned} \quad (2.63)$$

Donde $\omega = \omega_r$, $\omega_0 = 1$ por unidad

Sustituyendo Ψ_{aq} de la ecuación 2.61

$$\begin{aligned} e_d &= -R_a i_d + \omega L_l i_q - \omega L_{aq} \left(-i_q + \frac{\Psi_{1q}}{L_{1q}} \right) \\ &= -R_a i_d + \omega (L_l + L'_{aq}) i_q - \omega L'_{aq} \left(\frac{\Psi_{1q}}{L_{1q}} \right) \\ &= -R_a i_d + X'_q i_q + E'_d \end{aligned} \quad (2.64)$$

Donde

$$E'_d = -\omega L'_{aq} \left(\frac{\Psi_{1q}}{L_{1q}} \right) \quad (2.65)$$

Similarmente para el voltaje del estator en el eje q

$$e_q = -R_a i_q + X'_d i_d + E'_q \quad (2.66)$$

$$E'_q = -\omega L'_{ad} \left(\frac{\Psi_{fd}}{L_{fd}} \right) \quad (2.67)$$

Ecuaciones de enlaces de flujo magnético constante incluyendo efectos subtransitorios

Se aborda de manera similar a las ecuaciones de enlaces de flujo magnético constante incluyendo efectos transitorios, pero con la inclusión de los términos subtransitorios.

Las ecuaciones para el enlace de flujo del entrehierro para el eje d el eje q son:

$$\begin{aligned} \Psi_{ad} &= -L_{ad} i_d + L_{ad} i_{fd} + L_{ad} i_{1d} \\ &= -L_{ad} i_d + \frac{L_{ad}}{L_{fd}} (\Psi_{fd} - \Psi_{ad}) + \frac{L_{ad}}{L_{1d}} (\Psi_{1d} - \Psi_{ad}) \\ &= L''_{ad} \left(-i_d + \frac{\Psi_{fd}}{L_{fd}} + \frac{\Psi_{1d}}{L_{1d}} \right) \end{aligned} \quad (2.68)$$

Donde

$$L''_{ad} = \frac{1}{\frac{1}{L_{ad}} + \frac{1}{L_{fd}} + \frac{1}{L_{1d}}} = L''_{ad} - L_l \quad (2.69)$$

Para el eje q

$$\Psi_{aq} = L''_{aq} \left(-i_q + \frac{\Psi_{1q}}{L_{1q}} + \frac{\Psi_{2q}}{L_{2q}} \right) \quad (2.70)$$

Donde

$$L''_{aq} = \frac{1}{\frac{1}{L_{aq}} + \frac{1}{L_{1q}} + \frac{1}{L_{2q}}} = L''_{aq} - L_l \quad (2.71)$$

Con la consideración que $\omega(L''_a q + L_l) = X''_q$, además $\Psi_q = \Psi_{aq} - L_l i_q$, se tiene que el voltaje del estator en el eje d es

$$\begin{aligned} e_d &= -R_a i_d + \omega(L_l i_q - \Psi_{aq}) \\ &= -R_a i_d + \omega(L_l + L''_{aq}) i_q - \omega L''_{aq} \left(\frac{\Psi_{1q}}{L_{1q}} + \frac{\Psi_{2q}}{L_{2q}} \right) \\ &= -R_a i_d + X''_q i_q + E''_d \end{aligned} \quad (2.72)$$

Ahora con la consideración de $\omega_r = \omega$ y $\Psi_d = \Psi_{ad} - L_l i_d$.

$$e_q = -R_a i_q + X''_d i_d + E''_q \quad (2.73)$$

Donde

$$E''_d = -\omega L''_{aq} \left(\frac{\Psi_{1q}}{L_{1q}} + \frac{\Psi_{2q}}{L_{2q}} \right) \quad (2.74)$$

$$E''_q = \omega L''_{ad} \left(\frac{\Psi_{fd}}{L_{fd}} + \frac{\Psi_{1d}}{L_{1d}} \right) \quad (2.75)$$

Ecuaciones de rotor de la máquina síncrona

Para las ecuaciones de circuito del rotor expresadas en parámetros fundamentales, se puede obtener una mejor comprensión de la Figura 2.3 donde se representan los circuitos de los ejes d y q para representar el efecto transitorio y así poder obtener las ecuaciones de corriente, además de la ecuación 2.57 de esta manera.

$$i_{1d} = \frac{\Psi_{1d} - \Psi_{ad}}{L_{fd}} \quad (2.76)$$

$$i_{1q} = \frac{\Psi_{1q} - \Psi_{aq}}{L_{fd}} \quad (2.77)$$

$$i_{2q} = \frac{\Psi_{2q} - \Psi_{aq}}{L_{fd}} \quad (2.78)$$

Para el análisis de estabilidad, se despeja los enlaces de flujo de las ecuaciones 2.22,2.23,2.24,2.25, y sustituyendo p como en la ecuación 2.34 y las corrientes de campo i_{1d} , i_{1q} , i_{2q} , i_{fd} con las ecuaciones 2.57 2.76,2.77 ,2.78 se obtiene

$$p\psi_{fd} = \omega_0 \left[e_{fd} + \frac{(\psi_{ad} - \psi_{fd})R_{fd}}{L_{fd}} \right] \quad (2.79)$$

$$p\psi_{1d} = \omega_0 \left(\frac{\psi_{ad} - \psi_{1d}}{L_{1d}} \right) R_{1d} \quad (2.80)$$

$$p\psi_{1q} = \omega_0 \left(\frac{\psi_{aq} - \psi_{1q}}{L_{1q}} \right) R_{1q} \quad (2.81)$$

$$p\psi_{2q} = \omega_0 \left(\frac{\psi_{aq} - \psi_{2q}}{L_{2q}} \right) R_{2q} \quad (2.82)$$

2.2.8 Ecuaciones de movimiento

En el análisis de la estabilidad de los sistemas de potencia, la interacción entre el par electromagnético generado por la máquina y el par mecánico aplicado por la turbina desempeña un papel fundamental. El desequilibrio entre estos dos momentos determina la dinámica rotacional del generador, afectando directamente la estabilidad del sistema. Esta relación se modela mediante la llamada ecuación de oscilación, la cual se expresa comúnmente como un conjunto de dos ecuaciones diferenciales de primer orden que describen la evolución temporal del ángulo y la velocidad angular de la máquina síncrona [Kundur, 1994] [IEEE Std 1110, 2019].

$$p\Delta\omega_r = \frac{1}{2H}(T_m - T_e - K_D\Delta\omega_r) \quad (2.83)$$

$$p\delta_r = \omega_0\Delta\omega_r \quad (2.84)$$

2.2.9 Sistema de referencia común R-I

Para la solución de las ecuaciones que describen el comportamiento dinámico de la máquina síncrona en el contexto de su interconexión con la red eléctrica, es habitual recurrir al uso de un sistema de referencia común, generalmente conocido como sistema de referencia rotante o sistema R-I (Real-Imaginario). Este sistema facilita el análisis al transformar las variables eléctricas desde un marco de referencia fijo en el tiempo a un marco rotante sincronizado con el eje de la máquina. Dicha transformación permite simplificar las ecuaciones diferenciales involucradas, haciendo más eficiente su solución. Además, el sistema R-I ofrece la posibilidad de cambiar fácilmente entre diferentes sistemas de referencia, lo que resulta útil tanto en el análisis teórico como en la simulación computacional del comportamiento transitorio y estacionario de la máquina en condiciones de operación.

Las ecuaciones del voltaje del estator se expresan en la referencia R-I como se indica en la Figura 2.6.

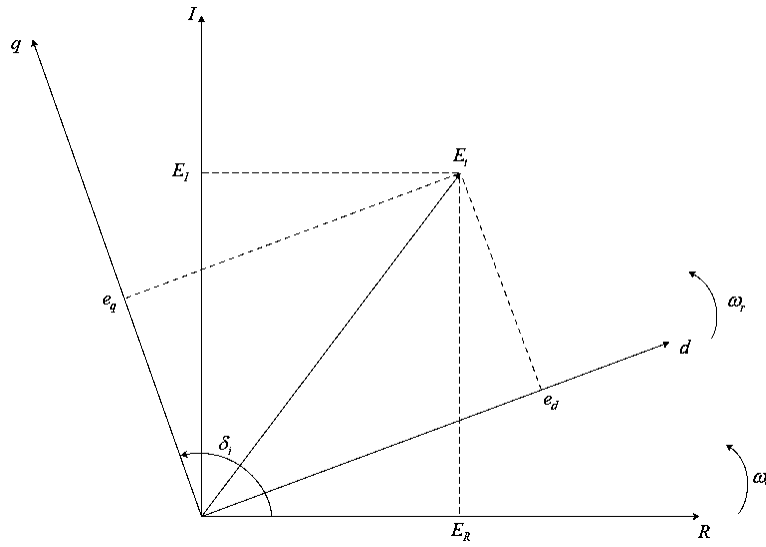


Figura 2.6: Cambio de referencia R-I [Kundur, 1994].

De la Figura 2.6 se obtiene

$$\begin{aligned}
 e_d &= E_r \sin \delta - E_l \cos \delta, \\
 e_q &= E_l \sin \delta + E_r \cos \delta, \\
 E_r &= e_d \sin \delta + e_q \cos \delta, \\
 E_l &= e_q \sin \delta - e_d \cos \delta.
 \end{aligned}
 \tag{2.85}$$

$$\begin{bmatrix} E_R \\ E_I \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -R_{RR} & X_{RI} \\ -X_{IR} & -R_{II} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_R \\ I_I \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} E''_R \\ E''_I \end{bmatrix} \quad (2.86)$$

Los elementos de la matriz se obtienen de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} R_{RR} &= (X''_d - X''_q) \sin \delta \cos \delta + R_a \\ R_{II} &= (X''_q - X''_d) \sin \delta \cos \delta + R_a \\ X_{RI} &= X''_d \cos^2 \delta + X''_q \sin^2 \delta \\ X_{IR} &= X''_d \sin^2 \delta + X''_q \cos^2 \delta \end{aligned} \quad (2.87)$$

Los voltajes internos están dados como:

$$\begin{aligned} E''_R &= E'_d \sin \delta + E'_q \cos \delta \\ E''_I &= E'_q \sin \delta - E'_d \cos \delta \end{aligned} \quad (2.88)$$

Se considera $\bar{\omega} = 1$ p.u. y se desprecia la asimetría por la forma saliente, se tiene $L''_d = L''_q$. Entonces:

$$\begin{aligned} R_{RR} &= R_{II} = R_a \\ X_{RI} &= X_{IR} = \bar{\omega} L''_d = X''_d = X''_q = X'' \end{aligned} \quad (2.89)$$

$E''_R + jE''_I$ representa el voltaje que se encuentra atrás de la impedancia subtransitoria $R_a + jX''$, esto se representa en la Figura 2.7.

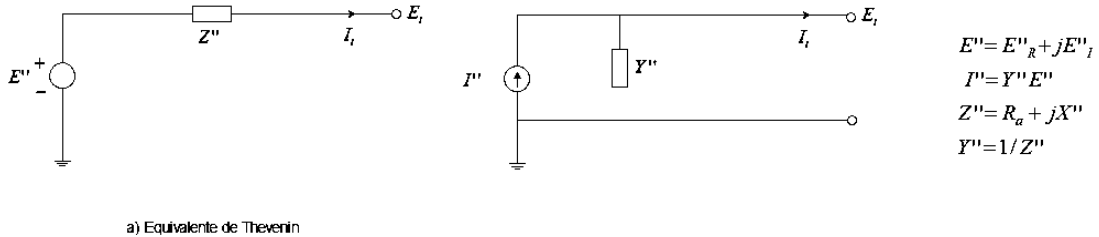


Figura 2.7: Cambio de referencia R-I [Kundur, 1994].

2.3 Línea de transmisión

La línea de transmisión es un elemento importante en los sistemas eléctricos de potencia, el cual se compone de cuatro parámetros fundamentales como son [Kundur, 1994]:

La resistencia (R) representa las pérdidas resistivas de la línea, las cuales consideran tanto el cableado como el efecto piel que se presenta en los conductores. La conductancia (G) está asociada a las pérdidas que se

producen debido a las corrientes de dispersión presentes en el sistema. Por su parte, la inductancia (L) se relaciona con los enlaces de flujo magnético y depende de la geometría de la línea y del medio circundante. Finalmente, la capacitancia (C) se origina por la diferencia de potencial entre los conductores de las líneas de transmisión, generando un efecto capacitivo entre ellos.

Los anteriores son conocidos como parámetros distribuidos, lo que significa que se distribuyen a lo largo de la línea de transmisión. Para lograr simplificar, se considera la línea de transmisión con transposición de fases, ya que permite el análisis mediante una fase como se muestra en la Figura 2.8 [Kundur, 1994] [Stevenson, 1999].

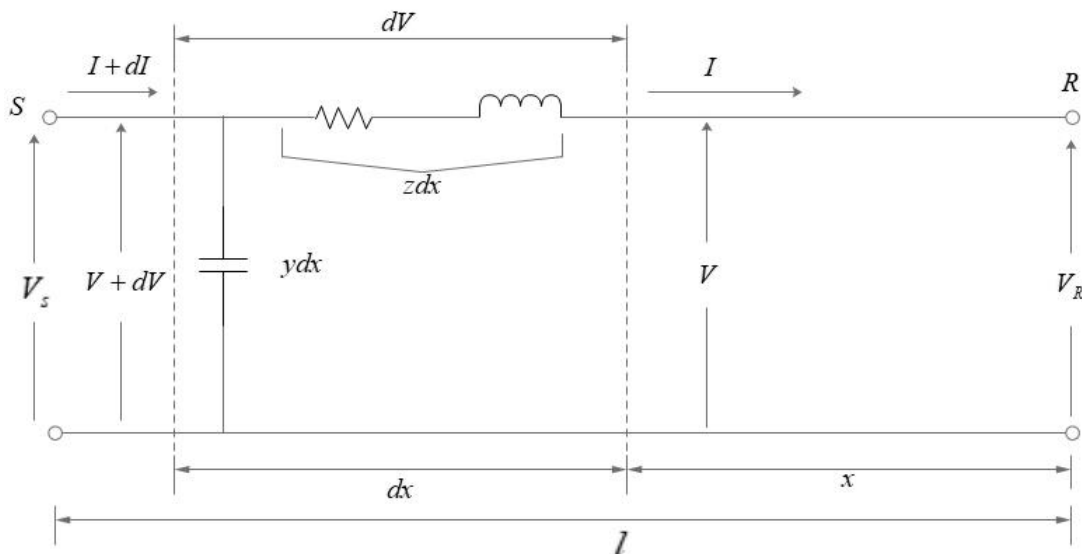


Figura 2.8: Relación de corrientes y voltajes de una línea con parámetros distribuidos [Stevenson, 1999].

En parámetros distribuidos se tiene:

$$z = R + j\omega L$$

$$y = G + j\omega C$$

$$l$$

Al considerar un tramo de la línea de longitud (dx) a una distancia x del extremo receptor, se puede definir el voltaje diferencial por medio del elemento de longitud, dada por:

$$dV = I(zdx)$$

En consecuencia,

$$\frac{dV}{dx} = Iz \quad (2.90)$$

La corriente que va desde el elemento hasta la carga es I , y la corriente procedente del generador es $I + dI$.

Si se toma en cuenta esto, es posible definir:

$$dI = V(ydx)$$

Por lo que,

$$\frac{dI}{dx} = Vy \quad (2.91)$$

Al diferenciar las ecuaciones 2.90 y 2.91 respecto a x , se obtiene:

$$\frac{d^2V}{dx^2} = z \frac{dI}{dx} = yzV \quad (2.92)$$

y

$$\frac{d^2I}{dx^2} = \frac{dV}{dx} = yzI \quad (2.93)$$

Si se fijan las ecuaciones límites, y al suponer que V_R y I_R son conocidas en el extremo receptor (x_0), es posible conseguir una solución general de las ecuaciones 2.92 y 2.93 y la distancia x del extremo receptor es:

$$V = \frac{V_R + Z_C I_R}{2} e^{\gamma x} + \frac{V_R - Z_C I_R}{2} e^{-\gamma x} \quad (2.94)$$

$$I = \frac{\left(\frac{V_R}{Z_C}\right) + I_R}{2} e^{\gamma x} - \frac{\left(\frac{V_R}{Z_C}\right) - I_R}{2} e^{-\gamma x} \quad (2.95)$$

Donde

$$Z_c = \sqrt{z/y} \quad (2.96)$$

$$\gamma = \sqrt{yz} = \alpha + j\beta \quad (2.97)$$

Donde Z_c se conoce como impedancia característica y γ como constante de propagación de una línea aérea término exponencial del primer término de la ecuación 2.94, conocido como *voltaje incidente* se obtiene de la expresión,

$$e^{\gamma x} = e^{(\alpha+j\beta)x} = e^{\alpha x}(\cos \beta x + j \sin \beta x) \quad (2.98)$$

La forma del segundo termino exponencial conocido como *voltaje reflejado* es

$$e^{\gamma x} = e^{-\alpha x}(\cos \beta x - j \sin \beta x) \quad (2.99)$$

En cuanto a líneas de potencia típica $G = 0$ y $R \ll \omega L$, por consecuencia

$$Z_c = \sqrt{\frac{R + j\omega L}{j\omega C}} \approx \sqrt{\frac{L}{C}} \left(1 - j \frac{R}{2\omega L} \right) \quad (2.100)$$

$$\gamma = \sqrt{(R + j\omega L)j\omega C} \approx j\omega \sqrt{LC} \left(1 - j \frac{R}{2\omega L} \right) \quad (2.101)$$

Al despreciar las pérdidas, la línea se simplifica como

$$V = V_R \cos \beta x + jZ_C I_R \sin \beta x \quad (2.102)$$

y

$$I = I_R \cos \beta x + j(V_R/Z_C) \sin \beta x \quad (2.103)$$

La distancia a lo largo de la línea se conoce como longitud de onda λ , al conocer que β es el desplazamiento de fase en radianes, λ , se expresa de la siguiente forma

$$\lambda = \frac{2\pi}{\beta} \quad (2.104)$$

Es debido a que, un ciclo completo del voltaje y de la corriente a lo largo de la línea corresponde a 2π radianes.

2.3.1 Circuito equivalente de una Línea de transmisión

El comportamiento de las líneas de transmisión, es descrito completamente mediante las ecuaciones 2.94 y 2.95. Sin embargo, para su incorporación con otros elementos del sistema, es más conveniente representarlo mediante su equivalente π , como se muestra en la Figura 2.9 [Kundur, 1994][Stevenson, 1999] [Herrera, 2022] [IEEE Std 399, 1998]. En donde, en el análisis, se supone $x = l$ y reorganizando los términos se tiene:

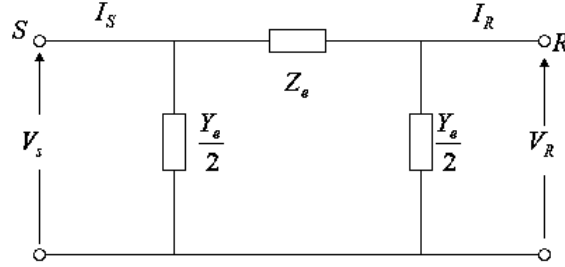


Figura 2.9: Circuito equivalente π de una línea de transmisión [Stevenson, 1999].

$$\begin{aligned} V_S &= V_R \frac{e^{\gamma l} + e^{-\gamma l}}{2} + Z_C I_R \frac{e^{\gamma l} - e^{-\gamma l}}{2} \\ &= V_R \cosh(\gamma l) + Z_C I_R \sinh(\gamma l) \end{aligned} \quad (2.105)$$

De manera similar

$$I_s = I_R \cosh(\gamma l) + \frac{V_R}{Z_C} \sinh(\gamma l) \quad (2.106)$$

De la Figura se puede deducir el voltaje en el extremo emisor :

$$\begin{aligned} V_S &= Z_e \left(I_R + \frac{Y_e}{2} V_R \right) + V_R \\ &= \left(\frac{Z_e Y_e}{2} + 1 \right) V_R + Z_e I_R \end{aligned} \quad (2.107)$$

De la comparación de la ecuación 2.107 con la 2.105, se obtiene la siguiente deducción

$$Z_e = Z_C \sinh(\gamma l) \quad (2.108)$$

y

$$\frac{Z_e Y_e}{2} + 1 = \cosh(\gamma l) \quad (2.109)$$

Por lo tanto

$$\begin{aligned}\frac{Y_e}{2} &= \frac{1}{2} \frac{\cosh(\gamma l) - 1}{\sinh(\gamma l)} \\ &= \frac{1}{Z_C} \tanh\left(\frac{\gamma l}{2}\right)\end{aligned}\tag{2.110}$$

Circuito equivalente π nominal

Si $\gamma l \ll 1$, se puede aproximar Z_e y Y_e de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}Z_e &= Z_C \sinh(\gamma l) \\ &\approx Z_C(\gamma l) \\ &\approx zl = Z\end{aligned}\tag{2.111}$$

e

$$\begin{aligned}\frac{Y_e}{2} &= \frac{1}{Z_C} \tanh\left(\frac{\gamma l}{2}\right) \\ &\approx \frac{1}{Z_C} \frac{\gamma l}{2} \\ &\approx \frac{\gamma l}{2} = \frac{Y}{2}\end{aligned}\tag{2.112}$$

2.4 Transformadores

Los transformadores desempeñan un papel fundamental en los sistemas eléctricos de potencia, ya que son los dispositivos encargados de modificar los niveles de voltaje de la energía eléctrica según las necesidades del sistema. Su función principal consiste en elevar o reducir el voltaje para facilitar el transporte eficiente de la energía a lo largo de largas distancias, minimizando las pérdidas por efecto Joule. Estos equipos pueden estar contruidos como transformadores trifásicos integrados en una sola unidad o, en su defecto, como un conjunto de tres transformadores monofásicos conectados adecuadamente para cumplir la misma función. Además, los transformadores permiten establecer una conexión efectiva entre los generadores y las líneas de transmisión, asegurando la compatibilidad de niveles de tensión y el correcto funcionamiento del sistema interconectado. [Kundur, 1994] [Herrera, 2022][IEEE Std 399, 1998]. El circuito equivalente que consta de dos devanados se muestra en la Figura 2.10.

Donde

$$Z_p = R_p + jX_p; Z_S = R_S + jX_S$$

Del circuito anterior y considerando a X_{mp} de gran magnitud y usualmente despreciable, se obtiene que,

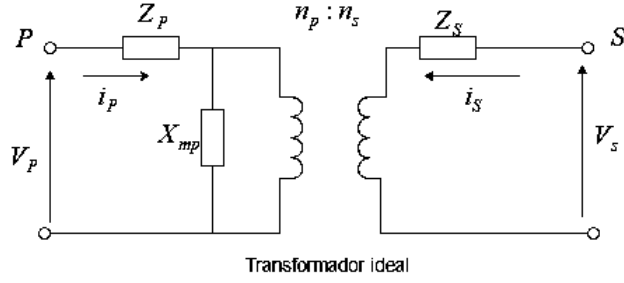


Figura 2.10: Circuito equivalente básico de un transformador de dos devanados [IEEE Std 399, 1998].

$$v_p = Z_p i_p + \frac{n_p}{n_s} v_s - \frac{n_p}{n_s} Z_s i_s \quad (2.113)$$

$$v_s = \frac{n_s}{n_p} v_p - \frac{n_s}{n_p} Z_p i_p + Z_s i_s \quad (2.114)$$

Al expresar en términos nominales las ecuaciones 2.113 y 2.114.

$$v_p = \left(\frac{n_p}{n_{p0}} \right)^2 Z_{p0} i_p + \frac{n_p}{n_s} v_s - \frac{n_p}{n_s} \left(\frac{n_s}{n_{s0}} \right)^2 Z_{s0} i_s \quad (2.115)$$

$$v_s = \frac{n_s}{n_p} v_p - \frac{n_s}{n_p} \left(\frac{n_p}{n_{p0}} \right)^2 Z_{p0} i_p + \left(\frac{n_s}{n_{s0}} \right)^2 Z_{s0} i_s \quad (2.116)$$

Al considerar el número de vueltas nominal, relacionado a voltajes base, se obtiene

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

y con

$$v_{pbase} = Z_{pbase} i_{pbase}, \quad v_{sbase} = Z_{sbase} i_{sbase}$$

La conversión a por unidad se denota en las ecuaciones 2.115 y 2.116, mediante la barra en la parte superior de las variables o términos.

$$\bar{v}_p = \bar{n}_p^2 \bar{Z}_{p0} \bar{i}_p + \frac{\bar{n}_p}{\bar{n}_s} \bar{v}_s - \bar{n}_s^2 \frac{\bar{n}_p}{\bar{n}_s} \bar{Z}_{s0} \bar{i}_s \quad (2.117)$$

$$\bar{v}_s = \frac{\bar{n}_s}{\bar{n}_p} \bar{v}_p - \bar{n}_p^2 \frac{\bar{n}_s}{\bar{n}_p} \bar{Z}_{p0} \bar{i}_p + \bar{n}_s^2 \bar{Z}_{s0} \bar{i}_s \quad (2.118)$$

Donde los valores por unidad para el número de vueltas es:

$$\bar{n}_p = \frac{n_p}{n_{p0}} \quad (2.119)$$

$$\bar{n}_s = \frac{n_s}{n_{s0}} \quad (2.120)$$

con las ecuaciones anteriores se obtiene el sistema por unidad de la figura 2.11 .

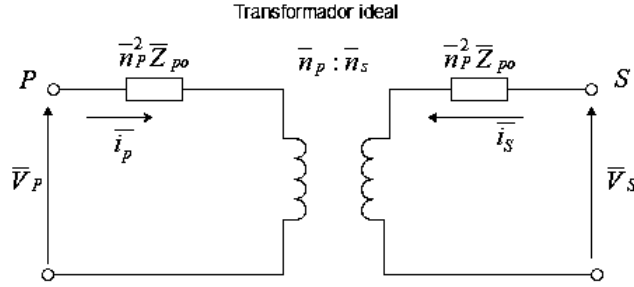


Figura 2.11: Circuito equivalente por unidad [IEEE Std 399, 1998].

Al simplificar la Figura 2.11, se obtiene una representación en forma estándar, en la cual la relación de vueltas se expresa en valores por unidad.

$$\bar{n} = \frac{\bar{n}_p}{\bar{n}_s} = \frac{n_p n_{s0}}{n_{p0} n_s} \quad (2.121)$$

y

$$\begin{aligned} \bar{Z}_e &= \bar{n}_s^2 (\bar{Z}_{p0} + \bar{Z}_{s0}) \\ &= \left(\frac{n_s}{n_{s0}} \right)^2 (\bar{Z}_{p0} + \bar{Z}_{s0}) \end{aligned} \quad (2.122)$$

Se obtiene el circuito equivalente de la Figura 2.12, el cual es el modelo utilizado en estudios de estabilidad y flujos de potencia.

Se identifica que $\bar{Z}_e$ no cambia con $\bar{n}_p$. La relación de vueltas es igual a n_{p0}/n_{s0} .

El circuito se reduce al equivalente en π , como se indica en la Figura 2.13, considerando que $\bar{i}_p = -\bar{i}_s/\bar{n}$, la corriente en el primario se define como:

$$\begin{aligned} \bar{i}_p &= (\bar{v}_t - \bar{v}_s) \frac{\bar{Y}_e}{\bar{n}}; &= \left(\frac{\bar{v}_p}{\bar{n}} - \bar{v}_s \right) \frac{\bar{Y}_e}{\bar{n}} \\ &= (\bar{v}_p - \bar{n} \bar{v}_s) \frac{\bar{Y}_e}{\bar{n}^2} \end{aligned} \quad (2.123)$$

Donde $\bar{Y}_e = 1/\bar{Z}_e$, la corriente $\bar{i}_s$ es

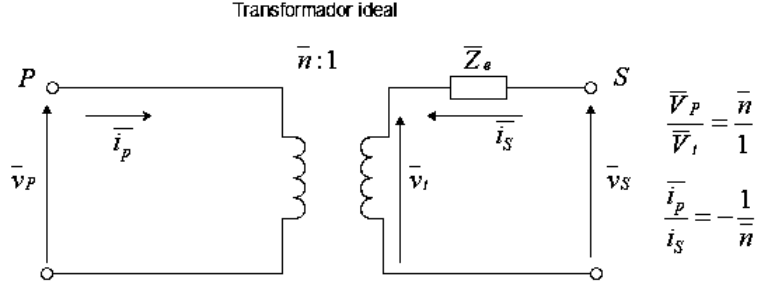


Figura 2.12: Circuito equivalente estándar de transformador [IEEE Std 399, 1998].

$$\bar{i}_s = (\bar{n} \bar{v}_s - \bar{v}_p) \frac{\bar{Y}_e}{\bar{n}} \quad (2.124)$$

Las corrientes finales en el circuito π se expresan como:

$$\bar{i}_p = y_1(\bar{v}_p - \bar{v}_s) + y_2 \bar{v}_p \quad (2.125)$$

$$\bar{i}_s = y_1(\bar{v}_s - \bar{v}_p) + y_3 \bar{v}_s \quad (2.126)$$

Los términos de la admitancia se obtienen igualando las ecuaciones 2.123 y 2.125; es decir,

$$y_1 = \frac{1}{\bar{n}} \bar{Y}_e = c \bar{Y}_e \quad (2.127)$$

$$y_2 = \left(\frac{1}{\bar{n}^2} - \frac{1}{\bar{n}} \right) \bar{Y}_e = (c^2 - c) \bar{Y}_e \quad (2.128)$$

Donde de manera similar para las ecuaciones 2.124 y 2.126

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

$$y_3 = (1 - c) \bar{Y}_e \quad (2.129)$$

De esta manera se obtiene el circuito de la Figura 2.13.

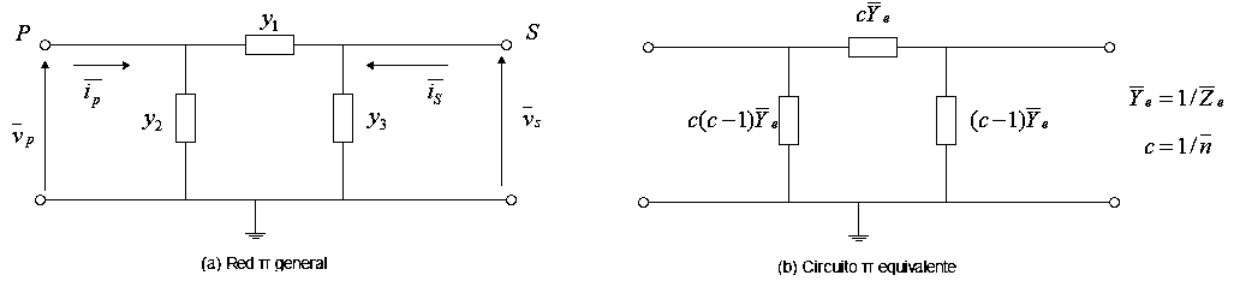


Figura 2.13: Circuito equivalente π del transformador [IEEE Std 399, 1998].

2.5 Cargas

El modelo de la carga tiene un papel importante en los sistemas eléctricos de potencia. Los modelos de cargas existentes constan de cargas estáticas y cargas dinámicas. Mediante el estudio estático se representa en el análisis estacionario, como lo es el análisis de flujos de potencia, mientras que los estudios dinámicos representan la estabilidad, por ejemplo, respuestas transitorias en el sistema cuando la carga recibe fallas [Kundur, 1994][IEEE Std 2781, 2022].

Matemáticamente, un modelo de carga estática depende de la potencia real y reactiva basadas en el voltaje y la frecuencia del sistema, como se muestra en las siguientes ecuaciones.

$$P = f_p(V, f) \quad (2.130)$$

$$Q = f_Q(V, f) \quad (2.131)$$

En la comparación de los modelos de carga estática y los modelos de carga dinámica se proporcionan relaciones analíticas de potencia real y reactiva bajo algún voltaje y frecuencia, pero las cargas dinámicas en forma de ecuaciones diferenciales.

2.5.1 Carga estática

El modelo de carga de tipo polinomial es ampliamente utilizado y tiene diversas variantes, se basa en componentes de impedancia constante (Z), corriente constante (I) y potencia constante (P); debido a lo anterior, se le conoce como modelo ZIP. el modelo se expresa como.

$$P = P_n \left[p_1 \left(\frac{V}{V_n} \right)^2 + p_2 \left(\frac{V}{V_n} \right) + p_3 \right] \quad (2.132)$$

$$Q = Q_n \left[q_1 \left(\frac{V}{V_n} \right)^2 + q_2 \left(\frac{V}{V_n} \right) + q_3 \right] \quad (2.133)$$

Además, cuando se considera la impedancia de la frecuencia se obtiene una variante del modelo ZIP de la siguiente manera.

$$P = P_n \left[p_1 \left(\frac{V}{V_n} \right)^2 + p_2 \left(\frac{V}{V_n} \right) + p_3 \right] (1 + k_{pf} \Delta f), \quad \sum_{i=1}^3 p_i = 1 \quad (2.134)$$

$$Q = Q_n \left[q_1 \left(\frac{U}{U_n} \right)^2 + q_2 \left(\frac{U}{U_n} \right) + q_3 \right] (1 + k_{qf} \Delta f), \quad \sum_{i=1}^3 q_i = 1 \quad (2.135)$$

Otro modelo el cual es el más utilizado, ya que funciona muy bien para describir la relación de flujo de potencia real y reactiva, es el modelo de carga exponencial el cual se describe de la siguiente forma.

$$P = P_0(V)^{k_{pu}} \quad (2.136)$$

$$Q = Q_0(V)^{k_{qu}} \quad (2.137)$$

La k_{pu} y la k_{qu} son las derivadas parciales de la potencia real y reactiva.

Un modelo de carga estático completo es de acuerdo a :

$$P = P_n [P_{ZIP} + P_{EX1} + P_{EX2}] \quad (2.138)$$

$$Q = Q_n [Q_{ZIP} + Q_{EX1} + Q_{EX2}] \quad (2.139)$$

donde

$$P_{ZIP} = P_1 \left(\frac{V}{V_n} \right)^2 + P_2 \left(\frac{V}{V_n} \right) + P_3$$

$$P_{EX1} = P_4 \left(\frac{V}{V_n} \right)^{a_1} (1 + k_{p1} \Delta f)$$

$$P_{EX2} = P_5 \left(\frac{V}{V_n} \right)^{a_2} (1 + k_{p2} \Delta f)$$

$$Q_{ZIP} = Q_1 \left(\frac{V}{V_n} \right)^2 + Q_2 \left(\frac{V}{V_n} \right) + Q_3$$

$$Q_{EX1} = Q_4 \left(\frac{V}{V_n} \right)^{b_1} (1 + k_{q1} \Delta f)$$

$$Q_{EX2} = Q_5 \left(\frac{V}{V_n} \right)^{b_2} (1 + k_{q2} \Delta f)$$

a_1 , a_2 , b_1 y b_2 dependen del voltaje y varían cuando el voltaje cae por debajo de un cierto umbral para mantener la estabilidad numérica en la simulación de las soluciones.

2.6 Análisis de flujo de potencia

Este tipo de análisis involucra las voltajes de la red y el flujo de potencia, el cual es necesario al analizar el funcionamiento estacionario y dinámico del sistema eléctrico de potencia. Se considera el sistema balanceado, lo que permite su representación de manera monofásica [IEEE Std 399, 1998].

Se tienen en cuenta cuatro magnitudes físicas, las cuales son: potencia activa P , potencia reactiva Q , magnitud de voltaje V y ángulo de voltaje θ .

Además, se clasifican los tipos de buses, los cuales incluyen[Kundur, 1994][von Meier, 2014]:

Bus slack: Conocido como bus de referencia, se especifican la magnitud y el ángulo de voltaje, y se asume que suministra o absorbe la potencia necesaria para balancear el sistema.

Bus de voltaje controlado (PV): Se especifican la potencia activa y la magnitud de voltaje.

Bus de carga (PQ): Se especifican tanto la potencia activa como la potencia reactiva, y se asumen las cargas en este bus.

2.7 Representación de los elementos de la red

Los elementos como la línea de transmisión se logran representar mediante el circuito equivalente π , mientras que capacitores y reactores en conexión en paralelo se incluyen como elementos de admitancia conectados a tierra, en cambio el transformador también se representa mediante su circuito equivalente π .

2.7.1 Ecuaciones de la red

Mediante ecuaciones de nodo, se puede representar las relaciones de voltajes y corrientes. El cálculo del flujo de potencia es un problema de solución de red como se muestra en la siguiente ecuación.

$$[I] = [Y][V] \quad (2.140)$$

donde

$[I]$ es el vector de corrientes totales de secuencia positiva que fluyen hacia los buses de la red.

$[V]$ es el vector de voltajes totales de secuencia positiva en los buses de la red.

$[Y]$ es la matriz de admitancias de la red.

Las corrientes de flujo de potencia no son conocidas en la mayoría de los buses, por sus condiciones en terminales son descritas normalmente en términos de potencia activa y reactiva. Por ende la corriente en un bus k se relaciona de la siguiente manera.

$$I_k = \frac{P_k - jQ_k}{V_k^*} \quad (2.141)$$

Las ecuaciones de flujo de potencia claramente representan un problema no lineal, por lo que su resolución se realiza mediante técnicas iterativas como el método de Gauss-Seidel o el método de Newton-Raphson.

2.8 Conclusiones

Se han escrito los diferentes modelos que representan a los componentes fundamentales involucrados en el análisis de estabilidad transitoria en sistemas eléctricos de potencia. Estos modelos son esenciales, ya que permiten una comprensión profunda y detallada del funcionamiento individual de cada elemento que conforma el sistema eléctrico, lo cual es indispensable para evaluar con precisión su comportamiento dinámico. Entre los modelos abordados se incluyen el modelo de sexto orden utilizado para describir la dinámica de la máquina síncrona, que captura con detalle las variables eléctricas y mecánicas que intervienen durante eventos transitorios. Asimismo, se consideró la representación de transformadores mediante el modelo pi, que permite representar sus características eléctricas y pérdidas de manera precisa. En cuanto a las líneas de transmisión, se expusieron dos modelos relevantes: el modelo pi nominal, que simplifica la representación del comportamiento de la línea, y el modelo pi equivalente, basado en la teoría de ondas viajantes, que ofrece una descripción más detallada de fenómenos de propagación y reflexión de señales. Además, se analizaron los diferentes tipos de cargas presentes en el sistema, distinguiendo entre cargas estáticas y dinámicas, cada una con características y respuestas particulares frente a fallas.

Esta descripción de cada componente permite entender cómo están constituidos y cómo interactúan dentro del sistema eléctrico, lo que facilita su representación precisa y suficientemente adecuada para su incorporación en simulaciones y análisis avanzados. La fidelidad de estos modelos es crucial para predecir con exactitud las respuestas del sistema frente a eventos anómalos o fallas, tales como fallas, variaciones bruscas de carga o cambios en las condiciones de operación de la red eléctrica.

Estos componentes fueron implementados en un sistema interárea, considerando el modelo de sexto orden utilizado para describir la dinámica de la máquina síncrona, así como las líneas de transmisión modeladas mediante parámetros distribuidos y en su forma equivalente en pi, junto con los transformadores de interco-

nexión y modelos de carga equivalente. Los parámetros de cada componente fueron obtenidos de la literatura técnica y ajustados de acuerdo con las condiciones de operación planteadas.

Capítulo 3

Modelos de controladores

3.1 Introducción

El análisis de estabilidad transitoria en sistemas eléctricos de potencia requiere no solo una representación adecuada de los componentes principales del sistema, sino también una modelación detallada de los mecanismos de control que influyen directamente en la respuesta dinámica del generador ante disturbios severos. Entre estos mecanismos, el sistema de control de excitación desempeña un papel fundamental, ya que regula el voltaje del generador y contribuye a mantener el sincronismo del sistema frente a fallas de corta duración. Este capítulo aborda el modelado de los sistemas de excitación más utilizados en la práctica, incluyendo los sistemas DC (con excitatriz de corriente continua), AC (con excitatriz de corriente alterna) y los sistemas estáticos, cada uno con sus particularidades en cuanto a velocidad de respuesta, estructura de control y comportamiento dinámico. Se detallan los componentes típicos de estos reguladores, tales como el regulador automático de voltaje (AVR), los limitadores de sobreexcitación y subexcitación, así como los estabilizadores de sistemas de potencia (PSS) que mejoran la amortiguación de oscilaciones de baja frecuencia. En conjunto, los elementos tratados en este capítulo conforman una parte esencial del marco teórico y computacional requerido para el análisis preciso del comportamiento de los sistemas eléctricos ante fallas, permitiendo desarrollar simulaciones fieles y estrategias de mitigación eficaces.

3.2 Sistema de excitación

El sistema de excitación alimenta de corriente directa al devanado de campo de la maquina síncrona, y realiza las funciones de protección y control para la operación del sistema de potencia, mediante el control del voltaje de campo y la corriente de campo .

Los requerimientos que el sistema de excitación debe de cumplir son [Kundur, 1994] :

- Suministrar y ajustar la corriente de campo para mantener el voltaje en las terminales constante, mediante inyección de potencia reactiva, dentro de la capacidad continua del generador.

- La capacidad de responder ante fallas transitorias aumentado rápidamente el campo de manera concordante con la capacidad instantánea y corto-circuito del generador.
- Contribuir al control del voltaje y reforzar la estabilidad del sistema de potencia.

3.3 Elementos del sistema de excitación

En la Figura 3.1, se presentan bloques que representan distintos subsistemas que conforman el sistema de excitación de un generador síncrono. Cada uno de estos bloques cumple funciones específicas dentro del proceso de regulación del voltaje y control de la respuesta dinámica del generador ante fallas. La interacción coordinada de estos componentes es esencial para garantizar el desempeño estable y confiable del generador dentro del sistema de potencia [Kundur, 1994] [IEEE Std 421.1, 2007].

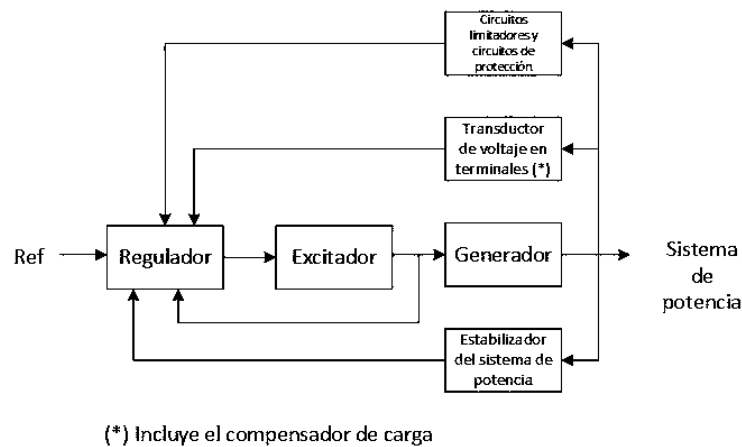


Figura 3.1: Diagrama de bloques de funciones para un generador síncrono con sistema de control de excitación

- **Excitador:** Es el encargado de proporcionar la alimentación de cd al devanado de campo.
- **Regulador:** Es el encargado de procesar y amplificar las señales de entrada que sirven para la correcta actuación del control del excitador, incluyendo los sistemas de estabilización y regulación.
- **Compensador de carga y transductor de voltaje terminal:** Se mide el voltaje del generador en sus terminales, donde se rectifica y filtra a una cantidad de cd que va ser comparada con una referencia. Si se quiere mantener el voltaje constante lejos del generador se realiza la compensación de carga.

- **Estabilizador del sistema de potencia:** Consiste en estabilizar el sistema eléctrico de potencia mediante una señal de entrada ya sea de desviación de velocidad del rotor, potencia de aceleración y desviación de frecuencia al regulador para amortiguar oscilaciones del sistema.
- **Circuitos de protección y limitadores:** Se limita la capacidad del excitador y generador síncrono para que no sean excedidos para su protección y control; algunas funciones son el limitador de corriente de campo, limitador de excitación máxima, limitador de baja excitación, y limitador de voltaje de terminal.

3.4 Tipos de sistemas de excitación

Se reconocen tres tipos principales de sistemas de excitación, cuya clasificación se fundamenta en la naturaleza de la fuente de alimentación que utilizan para suministrar energía al excitador. Esta diferenciación responde a las distintas formas en que se puede proporcionar la energía necesaria para el control del campo de la máquina, lo que influye directamente en las características operativas, el tiempo de respuesta y la capacidad de regulación del sistema en su conjunto. La elección del tipo de sistema de excitación adecuado depende de diversos factores técnicos y operativos, y cada uno presenta ventajas y limitaciones particulares que deben ser consideradas en función de las necesidades específicas del sistema eléctrico al que se integran.

3.4.1 Sistema de excitación CD

Estos sistemas se caracterizan por la utilización de generadores CD como fuentes de excitación y permiten mediante anillos deslizantes proveer corriente al rotor de la máquina síncrona. El excitador puede ser impulsado mediante un motor o el eje del generador. Entre los modelos de excitadores de corriente continua se destacan: excitación independiente y autoexcitados [Kundur, 1994].

En la Figura 3.2 se muestra su representación esquemática, se basa en un excitador conmutador de CD donde suministra corriente directa al campo principal a través de anillos deslizantes.

En la Figura 3.2 se destaca la amplidina es una máquina de corriente continua, la cual tiene dos escobillas separadas 90 grados eléctricos, un conjunto sobre su eje d y el otro sobre el eje q . Provee al campo del excitador cambios incrementales de forma escalonada (aumento/disminución).

3.4.2 Sistema de excitación CA

Este tipo de sistemas utilizan un alternador de CA, para fuentes de potencia de excitación del generador principal. Esta potencia del excitador mediante rectificadores estacionarios o rotativos, proveen la corriente

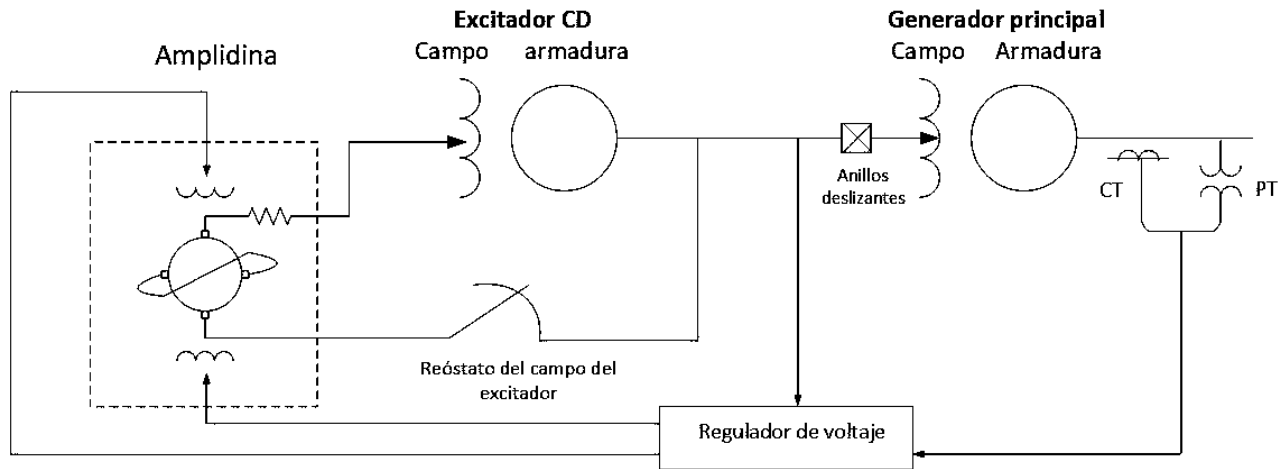


Figura 3.2: Sistema de excitación CD con regulador de voltaje de amplidina [Kundur, 1994].

continua para el campo del generador [Kundur, 1994].

Sistema de rectificación estacionarios

La generación de corriente directa, permite mediante anillos deslizantes el suministro al devanado de campo del generador principal.

Mediante rectificadores no controlados, el regulador controla el campo del excitador de CA y a su vez también controla el voltaje de salida del excitador. El alternador del excitador, es impulsado por medio del rotor del generador principal. El excitador es autoexcitado y mediante rectificadores de tiristores alimenta su campo. En la Figura 3.3 se representa el diagrama de este sistema [Kundur, 1994].

La Figura 3.4 muestra el diagrama de un sistema de rectificación controlada alimentado por un alternador. El regulador de voltaje gestiona el encendido de los tiristores. El alternador excitador es autoexcitado y utiliza un regulador de voltaje estático independiente para mantener su voltaje de salida. Debido a que los tiristores controlan directamente la salida del excitador, el sistema proporciona una respuesta inicial alta de manera inherente (con un tiempo de respuesta reducido) [Kundur, 1994].

Estos sistemas están listos para operar de dos modos independientes de regulación:

- Se mantiene automáticamente el voltaje terminal del estator del generador principal mediante un regulador CA, respecto a un valor deseado correspondiente a la referencia CA.
- Regulador CD para mantener el voltaje de campo del generador constante mediante la referencia CD.

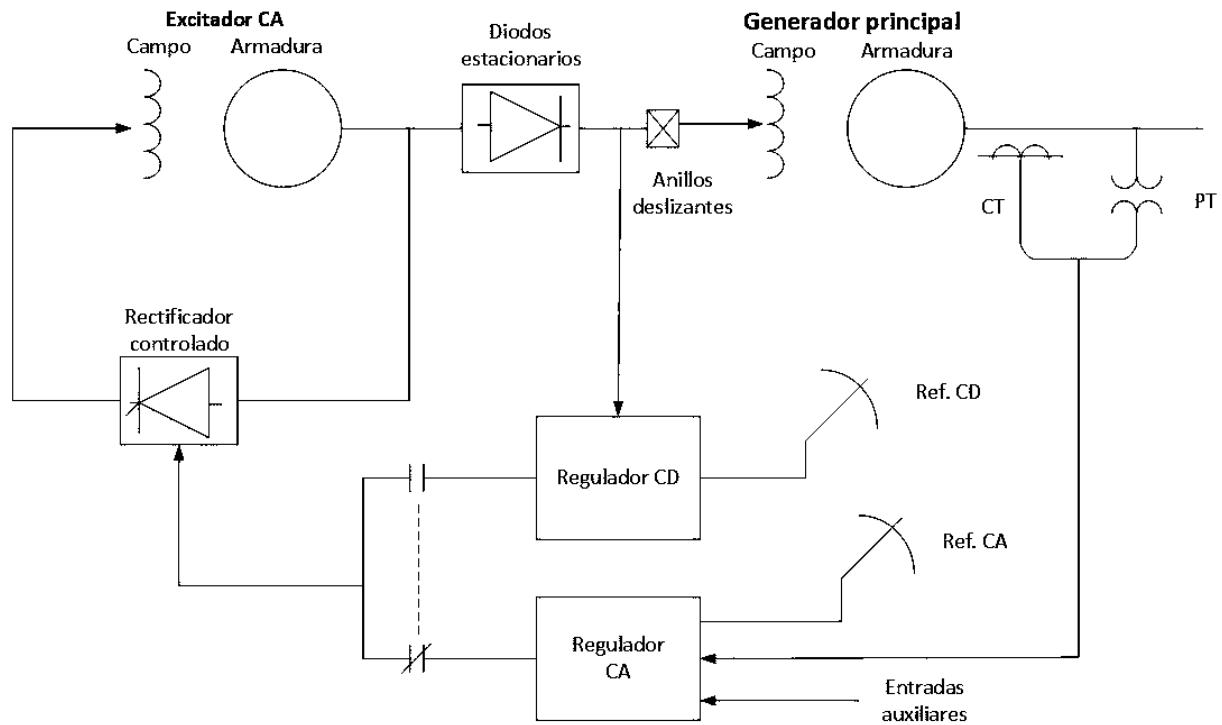


Figura 3.3: Sistema de excitación de alternador rectificador controlado por campo [Kundur, 1994].

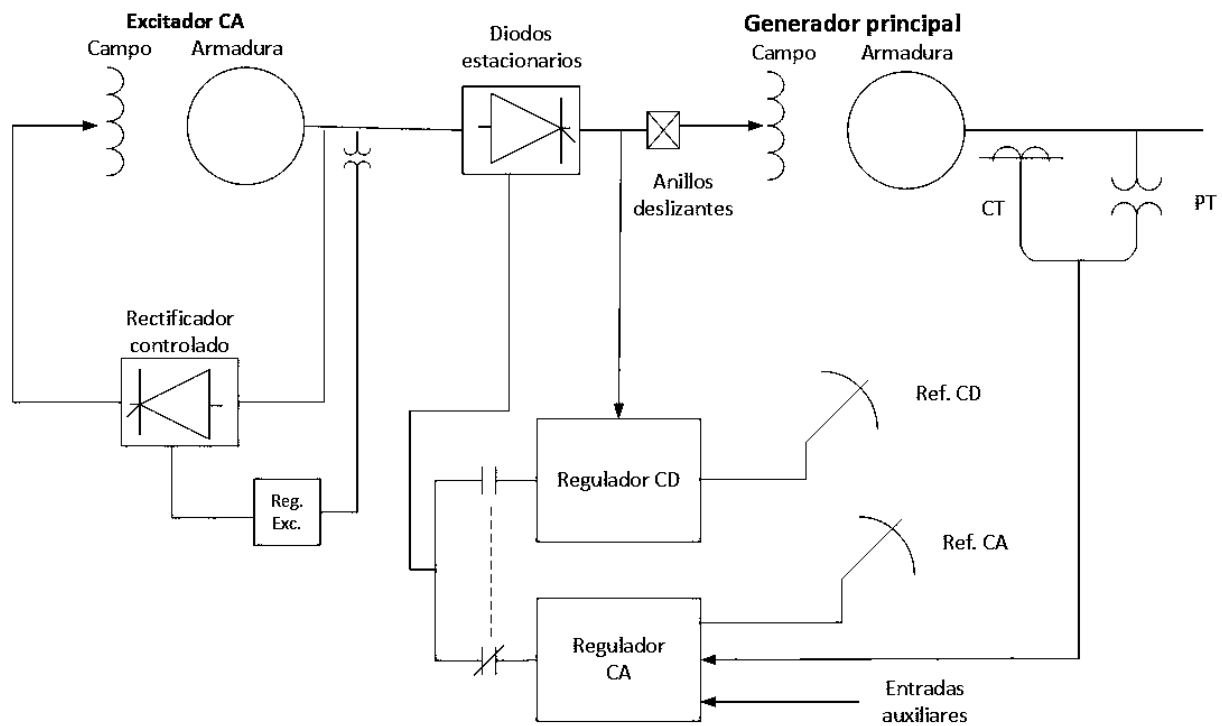


Figura 3.4: Sistema de excitación con rectificador controlado alimentado por alternador [Kundur, 1994].

Sistemas con rectificación rotatoria

En este sistema de rectificación se elimina la necesidad de escobillas y anillos deslizantes; la corriente directa se suministra directamente al campo del generador principal. La armadura del excitador, además de los rectificadores de diodos, gira con el campo del generador principal. También un pequeño excitador piloto de corriente alterna, con un rotor de imanes permanentes, gira con la armadura del excitador y con los rectificadores de diodos. La salida rectificada del excitador piloto del estator energiza el campo estacionario del excitador CA. El campo del excitador de CA es controlado mediante el regulador de voltaje y a su vez ejerce control sobre el campo del generador principal. Este sistema es referido como un sistema de excitación sin escobillas, según se muestra en la Figura 3.5.

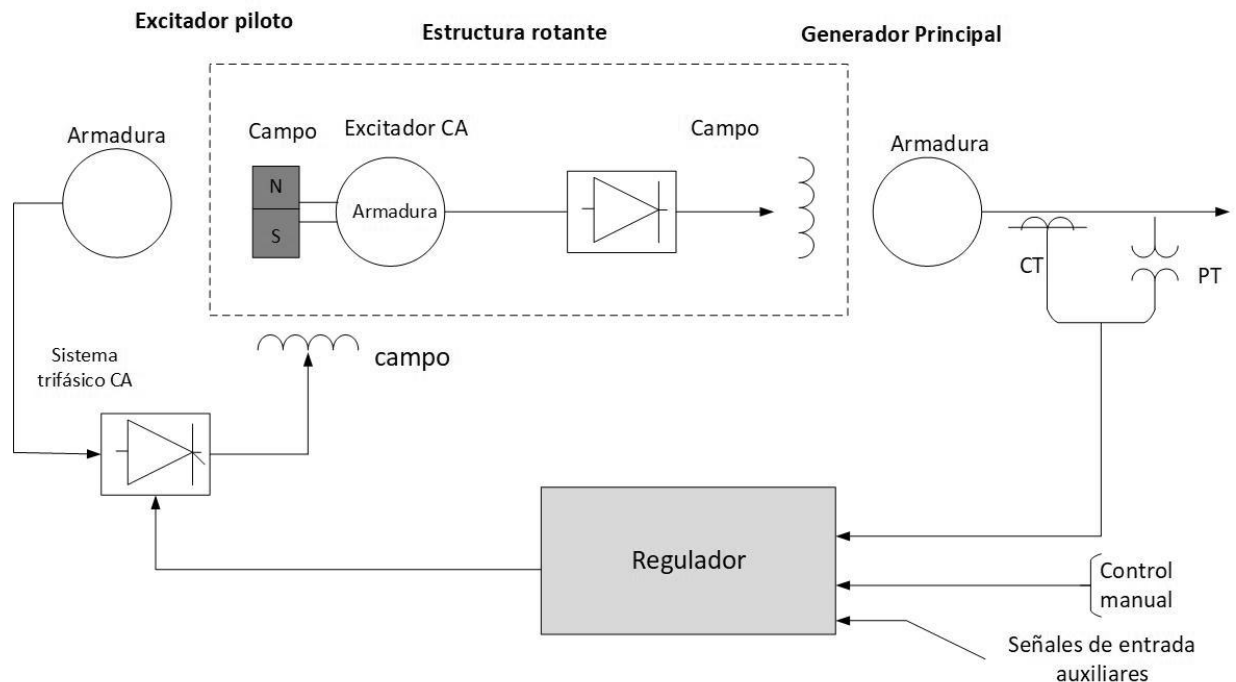


Figura 3.5: Sistema de excitación sin escobillas [Kundur, 1994].

3.4.3 Sistemas de excitación estáticos

Todos los componentes de este sistema de excitación son estáticos o estacionarios. Los rectificadores estáticos, ya sean controlados o no controlados suministran la corriente de excitación directamente al campo del generador principal mediante anillos deslizantes. El suministro a los transformadores proviene del generador principal o bus auxiliar, donde se reduce el nivel de voltaje a un nivel apropiado o en algunos casos de devanados auxiliares del generador [Kundur, 1994].

El sistema de rectificación alimentación con fuente principal, permite mediante un transformador desde las terminales del generador se suministra la excitación y se regula mediante un rectificador controlado. Este tipo de sistema de excitación se conoce como alimentado por transformador o por bus. Sin embargo, el voltaje máximo en el excitador depende del voltaje de corriente alterna que le ingresa. En condiciones de falla, en el sistema donde se tiene depresión en el voltaje del generador, el voltaje del excitador también se ve reducido. Este excitador se ilustra en la Figura 3.6.

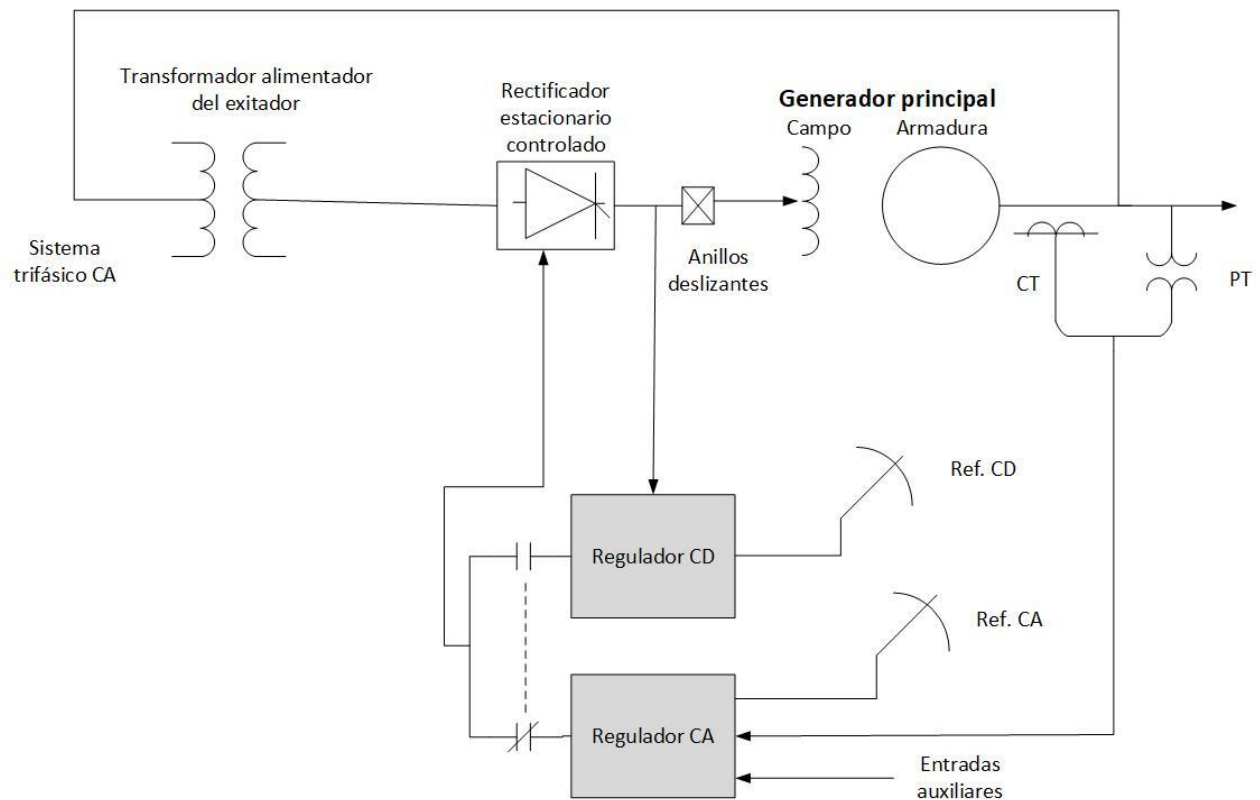


Figura 3.6: Sistema de excitación con rectificador controlado de fuente principal [Kundur, 1994].

Los sistemas de excitación con rectificador no controlado de fuente compuesta obtienen la potencia necesaria a partir de la corriente y el voltaje del generador principal. Esta potencia se obtiene mediante el uso de un transformador de corriente y un transformador de potencial, cuyos valores se combinan a través de un transformador de excitador saturable (Saturable Potential Transformer, SCPT, por sus siglas en inglés) [Kundur, 1994]. La estructura general de este tipo de sistema se ilustra en la Figura 3.7.

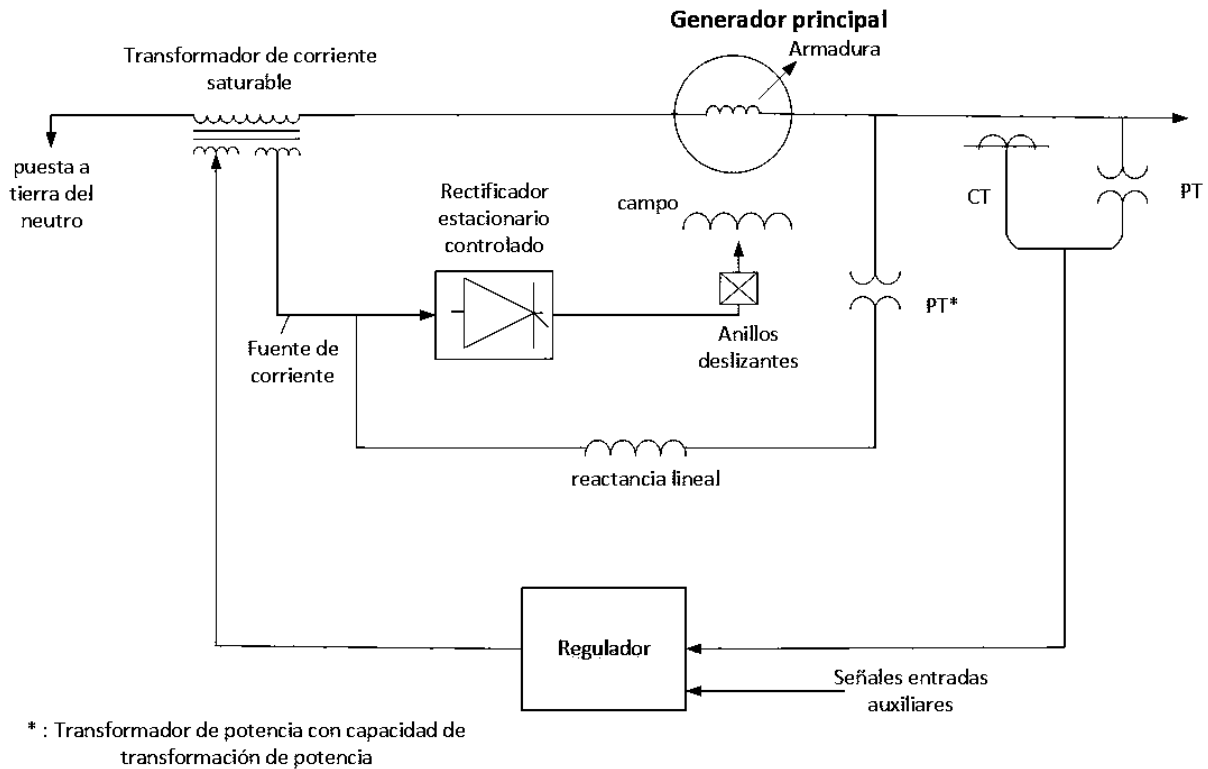


Figura 3.7: Sistemas de excitación con rectificador controlado compuesto [Kundur, 1994].

Sistemas de excitación con rectificador controlado compuesto

Se utiliza rectificadores controlados en los circuitos de salida del excitador y combinación de fuentes derivadas de voltaje y corriente dentro del estator del generador, para proporcionar la potencia de excitación. Se obtiene de este sistema una alta respuesta inicial con plena capacidad de fortalecer el voltaje del generador en caso de una falla [Kundur, 1994].

3.5 Operación dinámica

El sistema de excitación respecto a la estabilidad del sistema de potencia es determinado por sus características principales. En la Figura 3.8 se muestra una representación general del sistema de control de excitación, el cual considera sus componentes de la forma clásica. El comportamiento dependerá de las características de las partes que lo integran, como el sistema de excitación, el generador y el sistema de potencia. Y puesto que es un sistema no lineal, se puede clasificar el comportamiento dinámico ante señales altas y ante señales de pequeña señal [Kundur, 1994] .

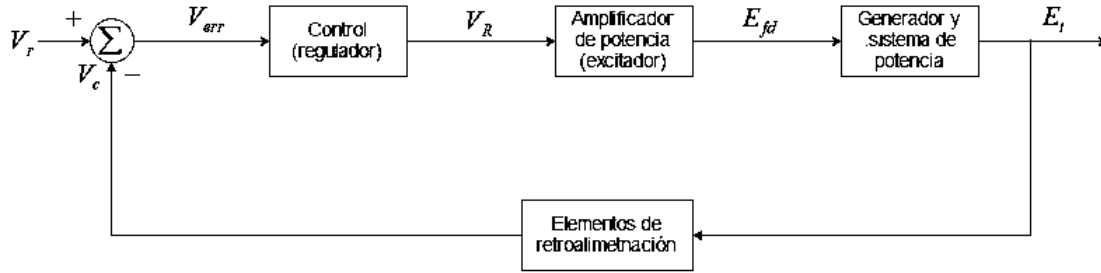


Figura 3.8: Sistema de control de excitación en la forma clásica de control de retroalimentación [Kundur, 1994].

Mediciones ante grandes señales

Estas mediciones permiten proveer un medio para evaluar el sistema de excitación ante la presencia de transitorios, como las encontradas en la estabilidad transitoria, así como en estabilidad de mediana y larga duración de los sistemas de potencia. Para la flexibilidad en el diseño, construcción y aplicación de equipamiento de excitación, se tienen parámetros importantes a considerar, los cuales se definen a continuación [Kundur, 1994]:

Voltaje Máximo del sistema de excitación: Es el voltaje directo máximo que el sistema de excitación puede entregar desde sus terminales bajo condiciones específicas. Esto representa una medida de la capacidad del sistema de excitación. Voltajes más altos tienden a mejorar la estabilidad transitoria.

Corriente Máxima del sistema de excitación: Es la corriente directa máxima que el sistema de excitación puede proporcionar desde sus terminales durante un tiempo específico.

Respuesta en el tiempo del voltaje del sistema de excitación: Voltaje de salida del sistema de excitación, expresado como una función del tiempo, bajo condiciones especificadas.

Tiempo de respuesta del voltaje del sistema de excitación: Es el tiempo en segundos necesario para que el voltaje de excitación llegue al 95 % de la diferencia entre el voltaje máximo y el voltaje de campo, a carga nominal y bajo condiciones especificadas.

Sistema de excitación de respuesta inicial alta: Es un sistema de excitación que tiene una respuesta en el tiempo de voltaje de menos o igual 0.1 segundos. Representa un sistema de acción rápida.

Respuesta nominal del sistema de excitación: Se refiere a la tasa de aumento del voltaje de salida del sistema de excitación, calculada a partir de la curva de respuesta de dicho sistema, y dividida por

el voltaje nominal. La Figura 3.9 ilustra la respuesta de la excitación mediante la línea de ca y esta es determinada al establecer que el área acd sea igual al área abd:

$$\text{Respuesta nominal} = \frac{cd}{ao \cdot oe} \quad (3.1)$$

donde

$$oe = 0.5 \text{ s}$$

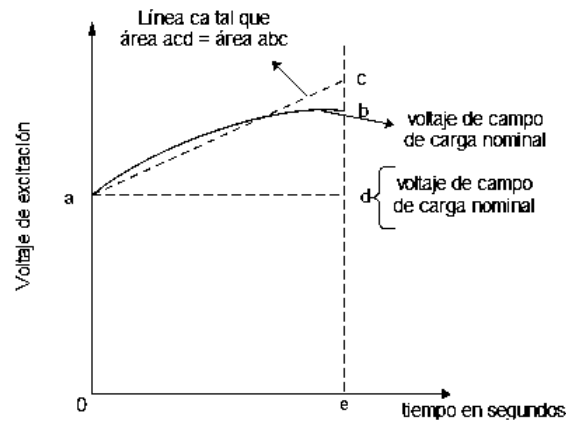


Figura 3.9: Respuesta nominal del sistema de excitación [Kundur, 1994].

Mediciones ante pequeña señal

La evaluación de pequeña señal, permite medir los sistemas de control de excitación de bucle cerrado frente a cambios graduales en las condiciones del sistema. Además, las características de operación dinámica ofrecen una manera práctica de determinar o confirmar los parámetros del modelo del sistema de excitación.

3.6 Funciones de regulación y protección

Un sistema moderno de control de excitación representa más que un simple regulador de voltaje. Este puede incluir funciones de control, de limitación y de protección, respectivamente cualquier sistema de excitación puede incluir solo una función o todas ellas, dependiendo de la aplicación específica y del tipo de excitador. Es importante tener funciones que controlen las magnitudes físicas a niveles deseados y funciones de limitación de ciertas magnitudes físicas [Kundur, 1994].

3.6.1 Reguladores automáticos de voltaje

Los reguladores de voltaje automáticos (AVR, por sus siglas en inglés) son dispositivos fundamentales en el sistema eléctrico de potencia, ya que permiten mantener el voltaje dentro de límites aceptables para su operación segura. Su principal función es estabilizar la red eléctrica frente a variaciones o condiciones de cambio. Estos reguladores forman parte del sistema de excitación de las máquinas síncronas y se encargan de detectar desviaciones en el voltaje de salida del generador. Para ello, la señal de salida es rectificada, filtrada y comparada con un valor de referencia. La diferencia resultante, conocida como *error de voltaje*, es amplificada y suministrada al excitador principal.

El regulador de corriente alterna (CA) tiene como función principal mantener constante el voltaje del estator del generador. Además, participa en diversas funciones de protección mediante su integración con otros sistemas de control.

Por otro lado, el regulador de corriente directa (CD) se encarga de mantener constante el voltaje del campo del generador. Este regulador, conocido como regulador manual, se utiliza principalmente en pruebas experimentales o durante el arranque del generador, especialmente cuando el regulador de CA se encuentra inhabilitado debido a alguna falla [Kundur, 1994].

El regulador de tipo estático opera mediante un sistema en el que la potencia de campo es suministrada por un transformador y un puente rectificador, cuya fuente de alimentación es un generador auxiliar.

Una de las principales ventajas del AVR es su capacidad de respuesta rápida ante cambios en las condiciones de carga o fallas en el SEP, permitiendo conservar el voltaje en los terminales del generador dentro de los valores deseados.

El sistema de excitación está compuesto por un conjunto de elementos que suministran y regulan la corriente de excitación al devanado de campo del generador síncrono. Este sistema trabaja de manera conjunta con el AVR y es esencial para el control del voltaje y la estabilidad dinámica del sistema. Se reconocen tres tipos principales de sistemas de excitación, clasificados según su fuente de alimentación [Kundur, 1994].

Las funciones clave que desempeña el AVR en el sistema de excitación son las siguientes:

- **Reducción de sobrevoltaje:** Ante una pérdida repentina de carga, el AVR es capaz de disminuir el sobrevoltaje producido por el evento.
- **Incremento de la excitación durante fallas:** En presencia de una falla en el sistema, se incrementa la excitación para asegurar la sincronización del sistema al momento de su eliminación.
- **Estabilidad de la máquina:** Contribuye al mantenimiento de la estabilidad del generador actuando

como un controlador de voltaje.

- **Distribución de carga reactiva:** En sistemas con generadores operando en paralelo, el AVR permite una división adecuada de la carga reactiva entre ellos.

El sistema de excitación en conjunto con el AVR desempeña un papel crucial, ya que garantiza el funcionamiento eficiente y estable de los generadores síncronos. Su función principal es proporcionar el campo magnético necesario en los devanados del rotor del generador, regulando la salida de voltaje mediante el ajuste de la intensidad del campo magnético, lo cual es esencial para asegurar un voltaje adecuado y constante en las condiciones operativas del SEP.

3.6.2 Circuitos estabilizantes del sistema de excitación

Los sistemas que cuentan con elementos que poseen tiempos de retardo tienden a tener un comportamiento dinámico pobre por naturaleza. Esto se ve frecuentemente en sistemas de excitación de tipo CD y CA, excepto al utilizar una ganancia baja en estado estacionario. El control de la excitación es inestable cuando el sistema se encuentra en circuito abierto. Para evitar esto, se utiliza la estabilización del sistema de control de excitación. La compensación en serie o en retroalimentación mejora el comportamiento dinámico del sistema de control, minimizando el desplazamiento de fase que se introduce por el retraso de tiempo en un intervalo de frecuencia. Un modelo utilizado normalmente se muestra en la Figura 3.10.

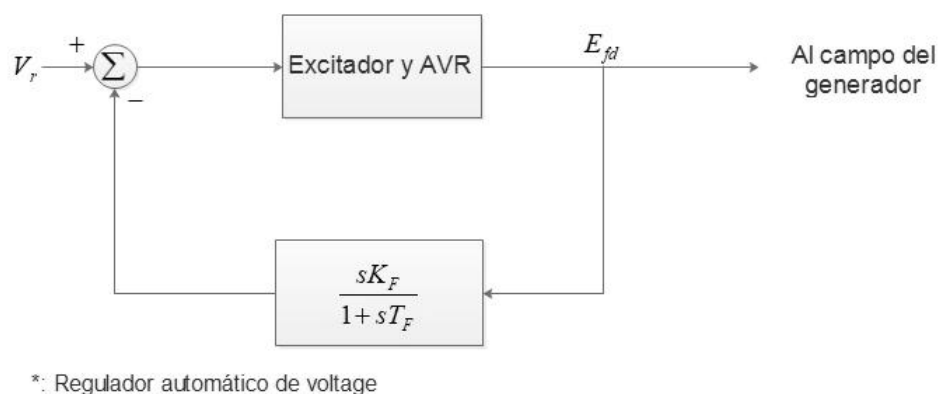


Figura 3.10: Estabilización del sistema de control de excitación con retroalimentación derivada [Kundur, 1994].

3.6.3 Estabilizador del sistema de potencia (PSS)

El estabilizador del sistema de potencia (por sus siglas en inglés, PSS: Power System Stabilizer) mediante señales estabilizantes auxiliares permite controlar el sistema de excitación, además de mejorar el comportamiento dinámico del sistema de potencia. Esto se logra mediante el amortiguamiento de las oscilaciones del sistema. Las señales utilizadas normalmente son la velocidad del eje y los valores de frecuencia y de potencia en las terminales del generador. Una señal lógica para controlar la excitación del generador es la desviación de velocidad $\Delta\omega_r$, dado que el propósito del PSS es el amortiguamiento del momento de giro [Kundur, 1994]. El PSS generalmente se representa por medio de tres bloques principales los cuales son:

- **Bloque de compensación de fase** : permite el adelanto de fase necesario para compensar el atraso de fase entre la entrada del excitador y el momento de giro.
- **Bloque washout**: el bloque que evita señales no deseadas (denominado en inglés como washout) es un filtro pasa alto, con una constante T_w , elevada para permitir pasar las señales de las oscilaciones de forma que no se alteren. Este filtro solo responde a cambio en la velocidad.
- **Bloque de ganancia** : Este bloque determina que cantidad de amortiguamiento se introduce al PSS.

3.6.4 Limitador de subexcitación (UEL)

El limitador de subexcitación (UEL, Underexcitation Limiter) tiene como función principal evitar que la corriente de excitación del generador disminuya por debajo de un valor seguro, lo que podría comprometer la estabilidad del sistema y provocar una pérdida de sincronismo. Este limitador actúa sobre el regulador automático de voltaje (AVR), impidiendo que la operación del generador se desplace hacia la zona inestable del diagrama de capacidad.

En condiciones de baja excitación, el generador tiende a suministrar una potencia reactiva negativa (absorbida), lo que puede originar una reducción excesiva del flujo de campo y el riesgo de sobrecalentamiento del estator o incluso de pérdida de sincronismo. Para evitarlo, el UEL define una frontera inferior en la curva de capacidad del generador, delimitando el área segura de operación bajo condiciones inductivas. De esta manera, el limitador asegura que el punto de operación se mantenga dentro de los márgenes térmicos y de estabilidad definidos por el fabricante [Kundur, 1994].

3.6.5 Limitador de sobreexcitación (OEL)

El limitador de sobreexcitación (OEL, Overexcitation Limiter) se encarga de proteger el devanado de campo del generador contra el sobrecalentamiento producido por corrientes de excitación excesivas y prolongadas. Estas condiciones suelen aparecer durante fallas en el sistema eléctrico o ante una demanda elevada de potencia reactiva.

El OEL establece una frontera superior en la curva de capacidad, la cual representa el límite térmico del rotor. Cuando la corriente de campo excede el umbral permitido, el limitador actúa reduciendo gradualmente la excitación o modulando la referencia de tensión del AVR, con el fin de restablecer una condición segura de operación. En conjunto con el UEL, el OEL define los límites dinámicos de la curva de capacidad, garantizando la operación estable y segura del generador sin comprometer su integridad térmica ni la estabilidad del sistema [Kundur, 1994].

La sobrecarga térmica permisible del devanado de campo de los generadores síncronos, según lo establecido en la norma ANSI C50.13-1997, está determinada por la curva de sobreexcitación como se ilustra en la Figura 3.11

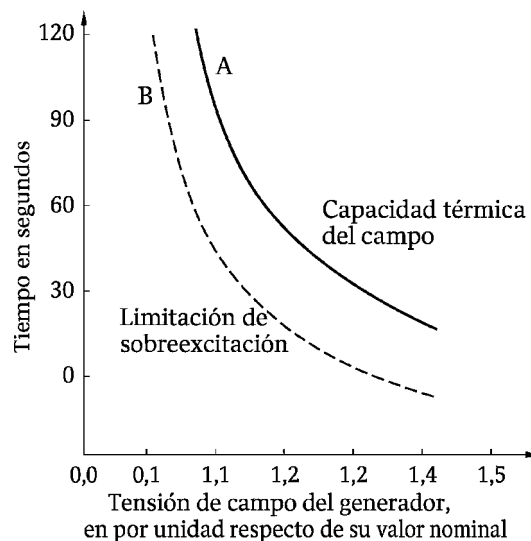


Figura 3.11: Curva de capacidad térmica [Kundur, 1994].

3.7 Modelado de sistemas de excitación completos

La Figura 3.12 presenta la configuración general de un modelo detallado del sistema de excitación. Aunque la estructura del modelo tiene la ventaja de mantener una relación directa entre los parámetros del mode-

lo y los parámetros físicos, por lo general, tal nivel de detalle no es necesario para análisis del sistema de potencia. Este tipo de estructuras son muy útiles en estudios de estabilidad transitoria [Kundur, 1994] [IEEE Std 421.5, 2016], complementándose con la información presentada en el Apéndice A, donde se describe el sistema por unidad y el modelado de los componentes del sistema de excitación.

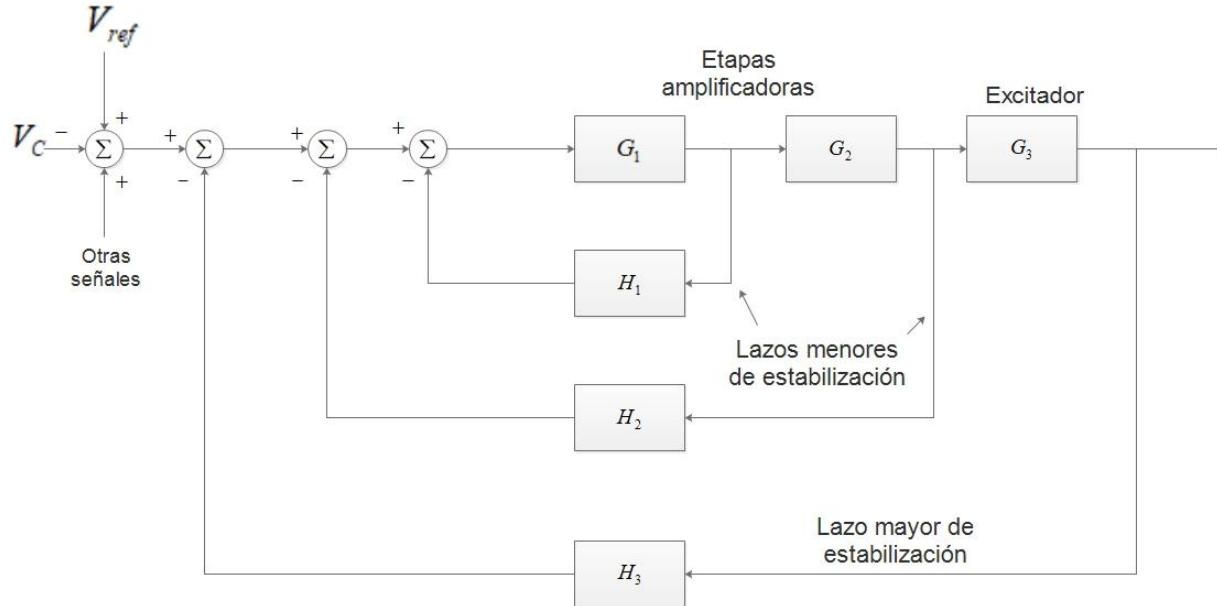
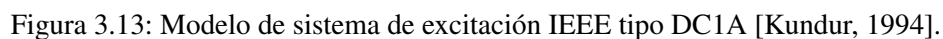


Figura 3.12: Estructura de un modelo detallado de sistema de excitación [Kundur, 1994].

3.7.1 Modelo de excitador Tipo DC1A

El modelo del excitador tipo DC1A mostrado en la Figura 3.13, representa excitadores de conmutador de corriente continua de campo controlado, con reguladores de voltaje operando continuamente. El excitador puede ser autoexcitado o con excitación independiente; el primero es el caso más frecuente [Kundur, 1994] [IEEE Std 421.5, 2016] [Oscullo, 1996].



El sistema de excitación tipo DC1A se describe mediante el siguiente conjunto de ecuaciones diferenciales no lineales, que representan el comportamiento dinámico del regulador, el excitador de corriente continua, y los lazos de realimentación asociados:

$$T_A \frac{dV_R}{dt} = -V_R + K_A V_{err} \quad V_{R,\text{mín}} \leq V_R \leq V_{R,\text{máx}} \quad (3.3)$$

$$T_F \frac{dV_F}{dt} = -V_F + K_F T_E V_R - K_F T_E (K_E + S_E(E_{fd})) E_{fd} \quad (3.5)$$

$$S_E(E_{fd}) = A_e e^{B_e E_{fd}} \quad (3.6)$$

55

Este conjunto de ecuaciones describe el comportamiento dinámico del sistema DC1A, el cual corresponde a un excitador de corriente continua con regulación automática de voltaje (AVR) y compensación estabilizadora.

3.7.2 Modelo de excitador tipo AC4A

Este modelo corresponde a un sistema de excitación conformado por un rectificador controlado alimentado por el alternador, que permite alcanzar una respuesta inicial rápida mediante un circuito de puente de tiristores de onda completa. La constante de tiempo, representada por T_A , está asociada al regulador y al encendido de los resistores, mientras que la ganancia se representa mediante K_A . Los efectos de regulación del rectificador sobre los límites de salida del excitador se modelan mediante K_C [Kundur, 1994] [IEEE Std 421.5, 2016] [Oscullo, 1996].

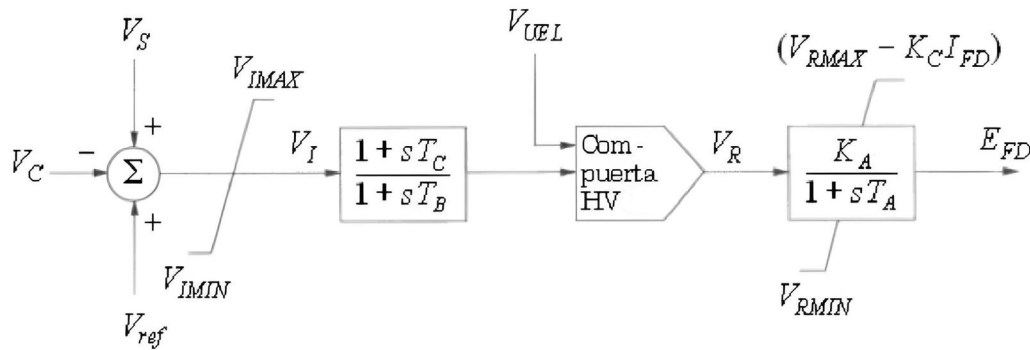


Figura 3.14: Modelo de sistema de excitación IEEE tipo AC4A [Kundur, 1994].

3.7.3 Modelo de excitador tipo ST1A

Este sistema se representa por un rectificador controlado con alimentación desde la fuente de potencial, por medio de un transformador desde las terminales de la máquina síncrona, donde proporciona el voltaje de excitación. El voltaje máximo del excitador es directamente proporcional al voltaje que este puede producir en las terminales del generador. El efecto del regulador del rectificador del voltaje máximo del excitador se representa por K_C . También se definen límites en la corriente de campo mediante el límite I_{LR} y la ganancia K_{LR} [Kundur, 1994] [IEEE Std 421.5, 2016] [Oscullo, 1996] [Binnar, 2020].

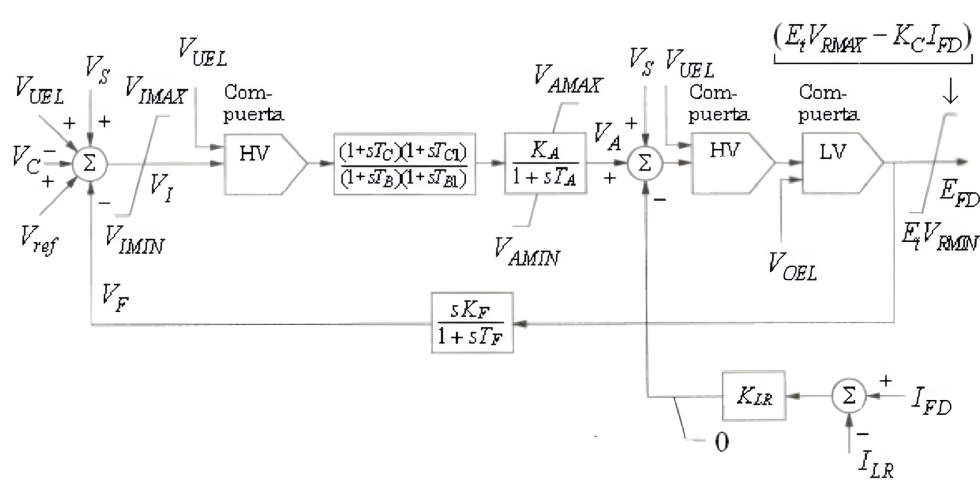


Figura 3.15: Modelo de sistema de excitación IEEE tipo ST1A [Kundur, 1994].

El bloque del sistema ST1A, fundamental en la representación de la dinámica del regulador de excitación, se muestra detalladamente en la Figura 3.16. En dicho esquema, se ilustran los principales componentes y flujos de señal que intervienen en el comportamiento del sistema. Además, este bloque puede ser descrito mediante el siguiente conjunto de ecuaciones, que permiten modelar matemáticamente su operación y facilitar el análisis de su desempeño dentro del sistema de control general:

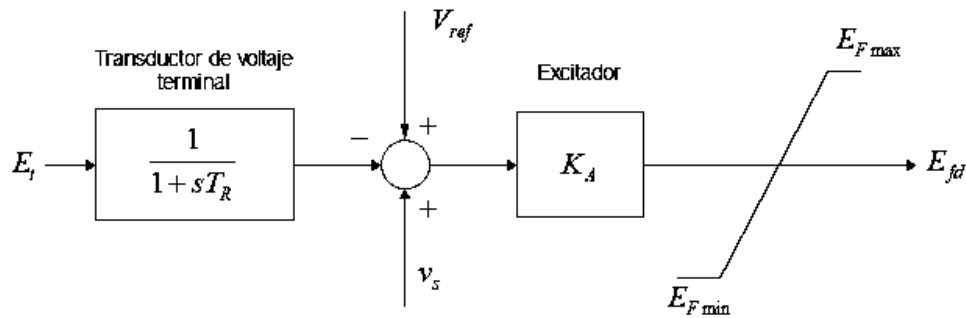


Figura 3.16: Sistema de excitación tipo ST1A simplificado [Kundur, 1994].

$$E_{fd} = K_A [V_{ref} - v_1 + v_{stab}] \quad (3.7)$$

$$\dot{v}_1 = \frac{1}{T_R} (E_1 - v_1) \quad (3.8)$$

$$E_{Fmax} = V_{Rmax} E_1 - K_c I_{fd} \quad (3.9)$$

$$E_{Fmin} = V_{Rmin} E_1$$

3.8 Sistemas de excitación en el simulador Matlab/Simulink®

Se presentan y analizan los diferentes sistemas de excitación utilizados en el estudio, con el propósito de comparar su respuesta dinámica ante la presencia de distintas fallas en el sistema eléctrico, y su posterior liberación. Estos sistemas de excitación se implementan de manera uniforme en cada uno de los generadores síncronos, sin importar la zona del sistema en la que se encuentren ubicados. Esta uniformidad en la aplicación permite mantener un control coherente y coordinado sobre el desempeño de cada generador durante las condiciones normales de operación y ante condiciones de falla.

3.8.1 Modelo de sistema de excitación DC1A

La Figura 3.17 muestra la interacción entre el sistema de excitación tipo DC1A y un Estabilizador del Sistema de Potencia (PSS) en un generador síncrono, además de la integración de una turbina hidráulica y su respectivo gobernador de velocidad. Este sistema de excitación corresponde al modelo descrito en la Sección A.

El sistema utiliza mediciones tomadas directamente del generador síncrono para su funcionamiento adecuado. Entre los parámetros fundamentales considerados se encuentran: el voltaje del estator, la desviación del ángulo del rotor, la velocidad del rotor, la potencia eléctrica, la desviación de velocidad del rotor y el ángulo mecánico del rotor, respectivamente. Estos parámetros son esenciales para el análisis y control de las máquinas eléctricas dentro de un sistema de potencia, permitiendo generar respuestas adecuadas tanto en el excitador como en la turbina y el gobernador.

3.8.2 Modelo de sistema de excitación ST1A

La Figura 3.18 , muestra la interacción del sistema de excitación tipo ST1A (modelo descrito en la sección A) y un PSS en un generador síncrono, además de la integración de una turbina hidráulica y gobernador de velocidad. El sistema ST1A, a diferencia de la Figura 3.15, solo cuenta con los elementos necesarios como una elevada ganancia para el excitador y no incluye la reducción transitoria de ganancia o retroalimentación tipo paralelo; representada en el simulador en la Figura 3.19, ya que no es necesaria una representación tan detallada para este sistema específico.

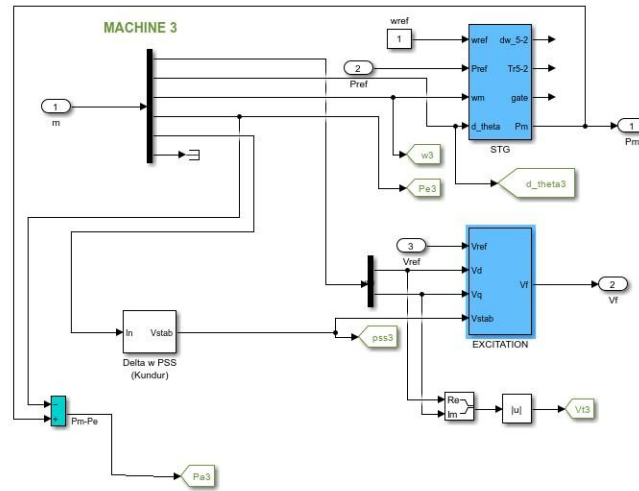


Figura 3.17: Sistema de excitación tipo DC1A más turbina hidráulica.

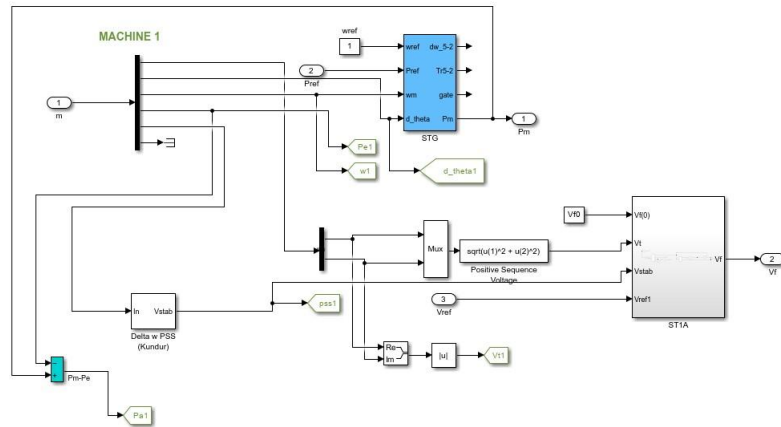


Figura 3.18: Sistema de excitación tipo ST1A más turbina hidráulica.

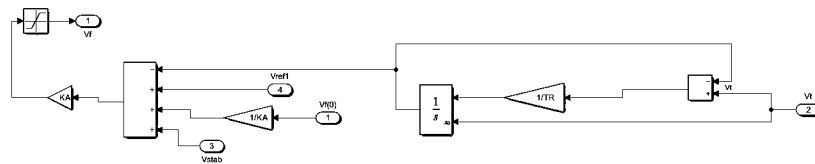


Figura 3.19: Sistema de excitación tipo ST1A.

3.9 Conclusiones

En este capítulo se describieron los diferentes tipos de sistemas de excitación empleados en máquinas eléctricas, destacando las principales categorías según su principio de operación, entre ellas los excitadores de corriente continua, corriente alterna y los sistemas estáticos. Para cada uno de ellos se describieron sus componentes fundamentales, su forma de funcionamiento y su relevancia dentro del sistema eléctrico, permitiendo comprender cómo influyen en el desempeño dinámico y la estabilidad del generador al que están asociados. En la tesis se emplearon los sistemas de excitación de corriente continua y estáticos, los cuales fueron analizados con mayor detalle por su aplicación en los modelos y resultados obtenidos en este trabajo. En conjunto, el estudio de los sistemas de excitación y de los distintos tipos de fallas constituye una base esencial para el análisis integral de la operación de los sistemas eléctricos de potencia, contribuyendo al diseño de estrategias que garanticen su seguridad, confiabilidad y estabilidad ante eventos anómalos.

Capítulo 4

Estrategias para la mejora de la estabilidad transitoria

4.1 Introducción

En los sistemas eléctricos de potencia, la estabilidad y la confiabilidad son aspectos fundamentales para garantizar un suministro continuo y seguro de energía. Para ello, se emplean diversas técnicas y dispositivos que permiten mejorar la respuesta del sistema ante fallas. En este capítulo se describen algunos de los conceptos y mecanismos que ayudan en el mejoramiento de la estabilidad transitoria.

La liberación de falla de alta velocidad es una técnica utilizada para aislar rápidamente una falla en el sistema eléctrico, generalmente mediante interruptores automáticos que operan en milisegundos. Su objetivo es minimizar el tiempo en que una falla permanece activa en el sistema, reduciendo así el riesgo de pérdida de sincronismo entre generadores y evitando daños mayores en los equipos. Esta acción rápida es clave para preservar la estabilidad transitoria del sistema.

El sistema de excitación de alta velocidad es un componente esencial en los generadores sincrónicos modernos. Permite ajustar con rapidez la corriente de excitación del generador en respuesta a variaciones en la tensión o en la carga del sistema. Una respuesta rápida del sistema de excitación mejora la regulación de voltaje y el soporte de potencia reactiva, lo que favorece la estabilidad del sistema ante fallas.

Finalmente, el control de excitación discontinuo es una modalidad especial de operación del sistema de excitación que se activa solo bajo condiciones anormales o de emergencia. A diferencia del control continuo convencional, este tipo de control aplica señales abruptas o escalonadas para forzar una respuesta rápida del generador, lo que permite prevenir colapsos de voltaje o pérdida de sincronismo en situaciones límite.

Cada una de estas diversas estrategias y técnicas empleadas para permitir mejorar la estabilidad transitoria en sistemas eléctricos de potencia.

4.2 Liberación de falla de alta velocidad

La estabilidad transitoria en sistemas eléctricos de potencia se ve directamente influenciada por el tiempo requerido para liberar una falla. La eliminación rápida de fallas, entendida como la detección y aislamiento de una contingencia en el menor tiempo posible (típicamente del orden de 1 a 3 ciclos de red), constituye una estrategia fundamental para mitigar las oscilaciones de ángulo que se generan ante fallas graves. Cabe señalar que la liberación de falla de alta velocidad no cambia el modelado del sistema eléctrico, sino que es una estrategia que brinda mayor seguridad. Su objetivo es aislar rápidamente las fallas para evitar pérdida de sincronismo o daños en los equipos, sin modificar las características del modelo de los generadores o de la red. Así, funciona como una herramienta de protección que complementa las estrategias de estabilidad transitoria.

4.2.1 Fundamento teórico

Durante una falla, los generadores síncronos experimentan un desequilibrio entre la potencia mecánica y la potencia eléctrica entregada, lo cual provoca una aceleración temporal del rotor. Este fenómeno se traduce en una desviación angular respecto al sistema. Una falla que no se despeje oportunamente puede conducir a la pérdida de sincronismo, especialmente en sistemas con generadores alejados, enlaces débiles o escasa amortiguación. Por el contrario, una liberación rápida permite reducir la energía de aceleración, limitar las desviaciones angulares y mejorar la estabilidad del sistema.

Diversas soluciones tecnológicas permiten acelerar la detección y despeje de fallas, entre ellas: Relés digitales de alta velocidad, protección piloto con comunicaciones, interruptores de alta velocidad, dispositivos FACTS.

4.2.2 Recomendaciones normativas y desarrollos futuros

Normativas como IEC 60255 e IEC 61850 establecen requisitos técnicos para relés de protección y sus sistemas de comunicación asociados. Estas normas especifican características esenciales como la sensibilidad, selectividad, y especialmente, la rapidez en la operación, estableciendo tiempos de liberación del orden de 20 a 100 milisegundos para asegurar una respuesta eficaz ante fallas [Binnar, 2020]. Por su parte, organismos regionales como la North American Electric Reliability Corporation (NERC) y la European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) imponen exigencias estrictas para los tiempos de despeje de fallas trifásicas, con umbrales máximos de 100 a 350 milisegundos en redes de transmisión críticas. Estas exigencias buscan evitar la propagación de inestabilidades y colapsos de tensión a gran escala,

y se fundamentan en experiencias pasadas como el apagón de 2003 en Norteamérica [Binnar, 2020]. En síntesis, la eliminación rápida de fallas no solo mejora el margen de estabilidad transitoria, sino que también constituye un pilar esencial para la operación segura y confiable de las redes eléctricas modernas.

4.3 Sistema de excitación de alta velocidad

A través de un incremento momentáneo en la excitación del generador, se puede lograr un aumento considerable en la estabilidad transitoria, ya que permite aumentar el voltaje del campo durante una falla transitoria y, a su vez, incrementar la potencia sincronizante por el aumento en el voltaje de la máquina [Kundur, 1994] [Kundur, 1989].

El regulador automático de voltaje responde a la condición de bajo voltaje debido a la falla transitoria e incrementa el voltaje de campo del generador para poder beneficiar la estabilidad. Por lo tanto, depende de la habilidad del sistema de excitación para incrementar rápidamente el voltaje del campo a un valor alto.

En la Figura 4.1 se muestra un diagrama de bloques del sistema de excitación de tiristores, que incluye un regulador automático de voltaje (AVR), un estabilizador del sistema de potencia (PSS) y un limitador de voltaje terminal. En este diagrama, se pueden deducir las constantes de tiempo necesarias para filtrar la forma de onda del voltaje terminal rectificada y se reduce a una sola constante (T_R). Se consideran insignificantes las constantes de tiempo a través de la salida del excitador, incluidas las del propio excitador, y se pueden representar solamente con la ganancia K_A , donde también se puede ver un reductor de ganancia (TGR). El PSS cuenta con dos bloques de compensación: uno es el de lavado (“Washout” en inglés) de señal y el otro es el de ganancia; la entrada del PSS es la desviación de velocidad del rotor $\Delta\omega_r$.

Dependiendo de la interconexión del sistema, se tienen diferentes modos de oscilación. Un tipo se asocia con las unidades de una estación generadora que oscilan con respecto al resto del sistema de potencia. Tales oscilaciones se denominan oscilaciones de modo local, y el otro es el de una máquina generadora respecto a máquinas generadoras en otras partes del sistema, que se denomina modo interáreas. Las oscilaciones que se presentan en los sistemas eléctricos pueden clasificarse en dos tipos principales. Los modos locales se originan cuando una o varias unidades generadoras oscilan respecto al resto del sistema, con frecuencias que normalmente se encuentran entre 0.8 y 2.0 Hz. Por otro lado, los modos interárea ocurren cuando grupos de generadores ubicados en diferentes regiones del sistema oscilan entre sí, presentando frecuencias más bajas, generalmente en el rango de 0.2 a 0.5 Hz. Es fundamental amortiguar estas oscilaciones, ya que si no se controlan, pueden comprometer la estabilidad del sistema eléctrico, provocar fluctuaciones de potencia y, en casos severos, llevar a la pérdida de sincronismo entre generadores. Los parámetros del sistema de

excitación se ajustan para mejorar la estabilidad transitoria del sistema eléctrico y ayudar a amortiguar las oscilaciones que puedan presentarse. Con ello se busca reducir el efecto de los modos locales, los modos interárea y, logrando un funcionamiento más estable ante la falla. La función básica del PSS es añadir amortiguación a ambos tipos de oscilaciones del sistema[Kundur, 1989].

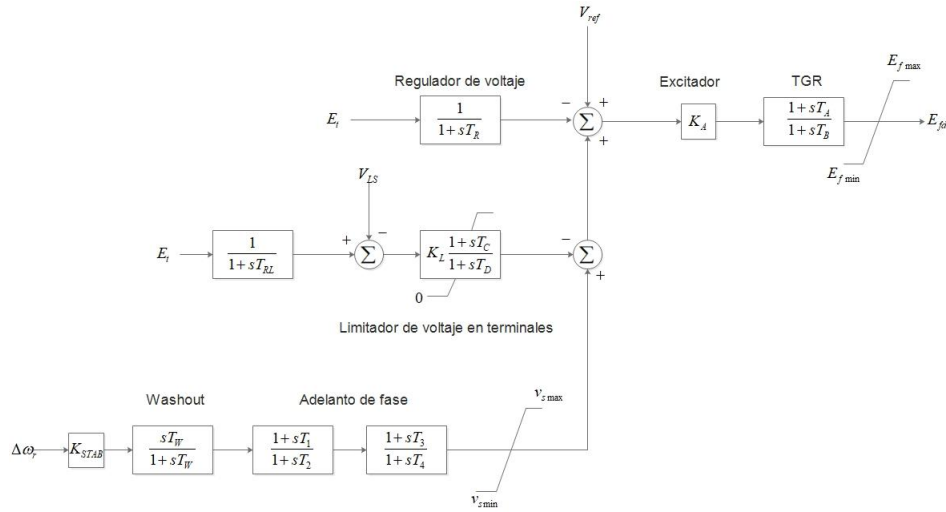


Figura 4.1: Diagrama de bloques de un sistema de excitación constituido por tiristores con PSS [Kundur, 1994].

Ecuaciones finales del sistema de excitación de alta velocidad

La variable E_{tf} representa el voltaje terminal filtrado, obtenido a través de un filtro de primer orden que elimina el ruido de alta frecuencia presente en la medición del voltaje terminal E_t , con el fin de suministrar una señal más estable al regulador. Por su parte, E_{tRL} es la señal de compensación de terminales, la cual modela el efecto de la caída de voltaje en los devanados del generador y permite ajustar la respuesta del sistema de excitación ante variaciones de carga. La señal V_{LS} corresponde al limitador de voltaje en terminales, encargado de restringir la amplitud del voltaje de salida para evitar condiciones de sobreexcitación o subexcitación. Finalmente, V_e representa el error de voltaje, definido como la diferencia entre el voltaje de referencia y el voltaje terminal filtrado (además de la acción del PSS), constituyendo la señal de entrada principal al regulador automático de voltaje.

Señal de error:

$$V_e = V_{\text{ref}} - E_{tf} + V_s \quad (4.1)$$

Medición del voltaje terminal:

$$T_R \frac{dE_{tf}}{dt} + E_{tf} = E_t \quad (4.2)$$

Limitador de voltaje en terminales:

$$T_{RL} \frac{dE_{tRL}}{dt} + E_{tRL} = E_t \quad (4.3)$$

$$T_D \frac{dV_{LS}}{dt} + V_{LS} = K_L \left[T_C \frac{d}{dt} (E_t - E_{tRL}) + (E_t - E_{tRL}) \right] \quad (4.4)$$

Regulador de voltaje:

$$T_R \frac{dV_R}{dt} + V_R = V_e \quad (4.5)$$

Excitador y TGR

$$T_B \frac{dE_{fd}}{dt} + E_{fd} = K_A \left[T_A \frac{dV_R}{dt} + V_R \right] \quad (4.6)$$

$$E_{fd} = \text{sat}(E_{fd}, E_{f_{\min}}, E_{f_{\max}}) \quad (4.7)$$

La señal V_{PSS1} corresponde a la salida del bloque de ganancia, cuya función es escalar la variación de velocidad del rotor $\Delta\omega_r$ para adecuar su magnitud a los niveles requeridos por el estabilizador. La señal V_{PSS2} es la salida del filtro *washout*, el cual elimina los componentes de corriente continua y conserva únicamente las oscilaciones de baja frecuencia relevantes para la estabilización del sistema. Finalmente, la señal V_{PSS3} representa la salida del primer bloque de adelanto.

Estabilizador del sistema de potencia (PSS):

$$V_{PSS1} = K_{STAB} \Delta\omega_r \quad (4.8)$$

$$T_W \frac{dV_{PSS2}}{dt} = V_{PSS1} - V_{PSS2} \quad (4.9)$$

$$T_2 \frac{dV_{PSS3}}{dt} + V_{PSS3} = T_1 \frac{dV_{PSS2}}{dt} + V_{PSS2} \quad (4.10)$$

$$T_4 \frac{dV_s}{dt} + V_s = T_3 \frac{dV_{PSS3}}{dt} + V_{PSS3} \quad (4.11)$$

$$V_s = \text{sat}(V_s, V_{s_{\min}}, V_{s_{\max}}) \quad (4.12)$$

Salida del sistema:

$$E_{fd} = f(V_{\text{ref}}, E_t, V_s) \quad (4.13)$$

4.4 Control de Excitación discontinua

En el sistema de excitación, se puede entender que el estabilizador del sistema de potencia correctamente aplicado amortigua los modos de oscilación local e interáreas. El control de excitación de estabilidad transitoria (abreviado por sus siglas en inglés TSEC) resulta especialmente efectivo para mejorar la estabilidad transitoria en sistemas donde predominan los modos interárea de baja frecuencia, ya que estos tienen mayor influencia que los modos locales de máquina. Al aplicarse en varias unidades generadoras dentro de una misma zona, se incrementa el nivel de voltaje en toda el área, lo que provoca un aumento en la potencia absorbida por las cargas locales y, en consecuencia, una reducción en la potencia aceleradora de las unidades generadoras.. Sin embargo, el control de excitación continuo, que utiliza el voltaje nominal y las señales estabilizadoras, no siempre aprovecha completamente el potencial del sistema de excitación para mejorar la estabilidad transitoria. Se puede mejorar sustancialmente la estabilidad transitoria mediante la adición de señales discontinuas para controlar los sistemas de excitación durante el período de la falla del sistema [Kundur, 1994] [Lee y Kundur, 1986].

El sistema TSEC se sintoniza considerando la frecuencia dominante de los modos de oscilación interárea, obtenida mediante análisis modal o de respuesta en frecuencia del sistema. Los parámetros del controlador se ajustan para proporcionar la máxima compensación de fase y ganancia alrededor de esa frecuencia, buscando un buen amortiguamiento sin afectar la estabilidad de otros modos. Si el sistema presenta varios modos interárea, el desempeño del TSEC se centra en el más crítico, aunque puede contribuir a mejorar el amortiguamiento de los demás. En casos donde las frecuencias difieren mucho, puede ser necesario emplear múltiples controladores TSEC o estrategias complementarias de control.

Este control mejora la estabilidad transitoria al controlar la excitación del generador para que el voltaje terminal se mantenga cerca del máximo permitido durante la oscilación positiva del ángulo del rotor.

Se utiliza la señal proporcional al cambio del ángulo del rotor, además de las señales de voltaje en terminales y la velocidad del rotor. La señal del ángulo impide la rápida reducción del voltaje de campo y mantiene el voltaje de las terminales en un valor alto durante la oscilación positiva del ángulo del rotor, evitando los sobrevoltajes en terminales por el limitador de voltaje en terminales. Esta señal de ángulo solo se utiliza después de una falla severa, ya que si se usa permanentemente se tendrá una inestabilidad oscilatoria [Kundur, 1994]. El TSEC se activa cuando la tensión terminal cae entre un 5 y 10 % por debajo de su valor nominal (menor a 0.95 pu), lo que indica una posible pérdida de estabilidad. También entra en acción cuando el voltaje de campo alcanza su valor máximo, señal de que el excitador está próximo a la saturación. Además, se activa si la velocidad del rotor aumenta respecto a su valor nominal, lo que refleja una aceleración

causada por una falla en el sistema [Lee y Kundur, 1986].

El control de excitación discontinuo surge del deseo de mantener el equilibrio tanto en la estabilidad transitoria como en la estabilidad en estado estable, permitiendo optimizar cada una por separado sin afectar a la otra.

En la Figura 4.2 se muestra un diagrama de bloques en el cual la señal de velocidad $\Delta\omega_r$ provee un control continuo para mantener la estabilidad en estado estable bajo condiciones de operación nominal. La señal del ángulo se obtiene de la señal de velocidad. El bloque TSEC es un integrador con un bloque de *washout* donde se eliminan las señales no deseadas. El valor de T_{ANG} es tal que se requiere un alto desplazamiento de fase. La salida es proporcional a la posición angular.

El contacto (S) se cierra cuando la caída de voltaje en las terminales excede cierto valor establecido, si el voltaje de campo está en el límite positivo y el incremento de velocidad supera el valor establecido. El contacto S se abre si la velocidad cae por debajo de un umbral o si el excitador sale de la región saturación. Después de esto, la salida del bloque TSEC decae exponencialmente con T_{ANG} .

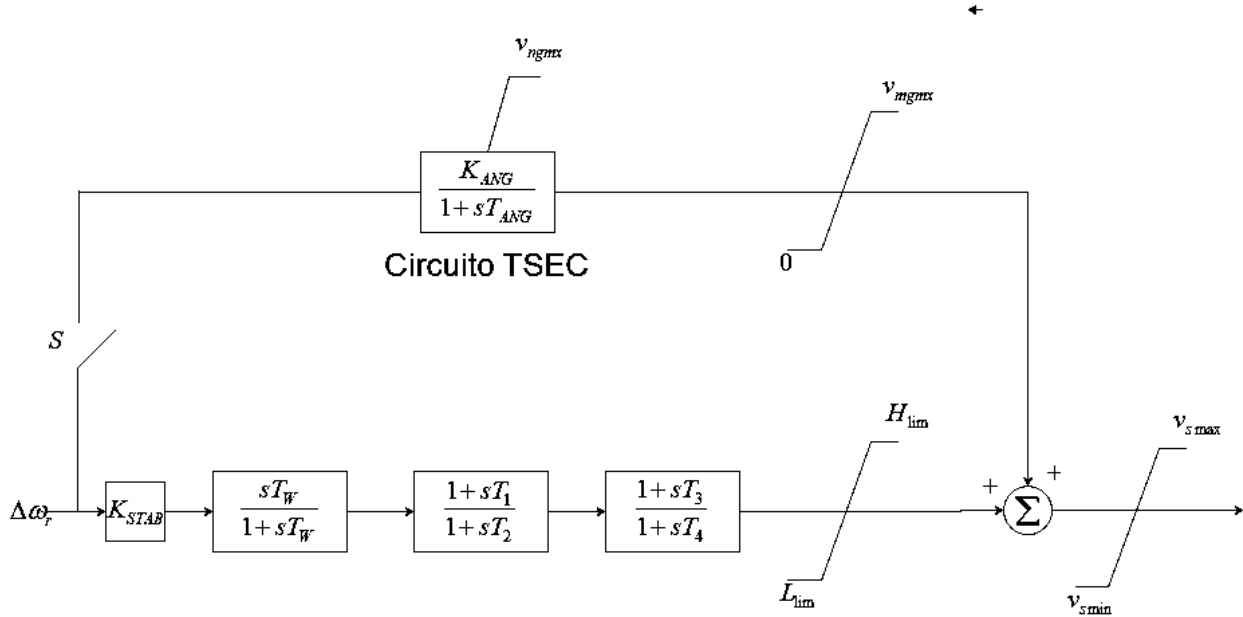


Figura 4.2: Diagrama de bloques de secuencia de control TSEC [Kundur, 1994].

Las constantes de tiempo del sistema TSEC se determinan mediante estudios de estabilidad transitoria y análisis de la respuesta del generador ante fallas. Primero se identifican las frecuencias de oscilación más relevantes del sistema, en especial las interárea y locales. Con esa información se ajustan los valores de los filtros y del integrador para que el control responda de forma adecuada dentro de esas frecuencias, sin afectar la operación normal. En el modelo de estudio, las oscilaciones se presentaban principalmente en

el modo interárea, por lo que las constantes se calcularon con base en esas frecuencias. En el trabajo de Kundur, se consideró una frecuencia interáreatípica de aproximadamente 0.4 Hz para realizar dichos ajustes [Lee y Kundur, 1986].

La Figura 4.3 muestra cómo trabaja el sistema de control de excitación de un generador para mantener la estabilidad del sistema eléctrico. El regulador automático de voltaje controla la excitación para sostener el voltaje terminal, mientras que el PSS ayuda a amortiguar las oscilaciones del generador cuando cambian las condiciones de carga o ocurren fallas. Además, el control de excitador discontinuo (TSEC) entra en acción solo en fallas graves, aumentando temporalmente la excitación para evitar que el generador pierda sincronismo. En conjunto, estos tres controles mantienen el voltaje estable y mejoran la respuesta del sistema ante disturbios.

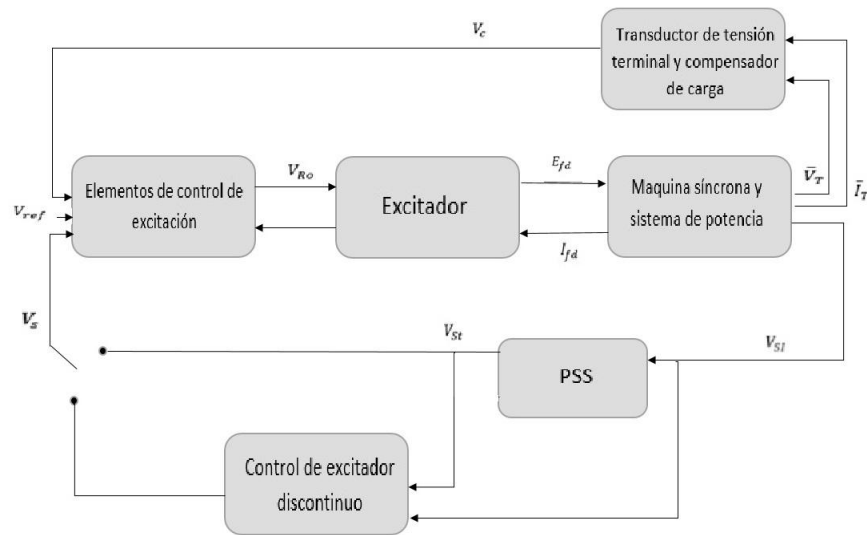


Figura 4.3: Diagrama de bloques del funcionamiento del sistema y sus sistemas de control.

4.4.1 Limitador de voltaje de terminales con TSEC

Al momento de la utilización del sistema de excitación discontinua, es necesaria la implementación de una acción rápida de limitador de voltaje. Esta utiliza las constantes de tiempo T_{L1} y T_{L2} de la Figura 4.1 para asegurar la estabilidad del lazo y eliminar los componentes torsionales de la señal de voltaje. No es satisfactorio ya que afecta la velocidad de respuesta del limitador [Kundur, 1994] [Lee y Kundur, 1986].

En la Figura 4.4 se muestra un limitador de voltaje dual para obtener una respuesta rápida y con un alto grado de seguridad. Uno de los limitadores utiliza un tipo de control discreto o de tipo bang-bang para limitar el voltaje de las terminales del generador. El segundo utiliza control de forma continua de acción lenta, pero se

limita a un voltaje de terminal más bajo. Se considera el control de voltaje terminal desde el primer limitador con un retardo inicial, donde se limita el voltaje a un valor más bajo para condiciones de sobreexcitación sostenida. Al eliminar el limitador discreto, se previene el voltaje terminal sostenido en el limitador más lento y las oscilaciones de potencia resultantes, en caso de que se esté trabajando continuamente contra el límite por cualquier motivo.

De esta forma, el sistema selecciona automáticamente el valor de voltaje más alto entre ambos limitadores, cambiando su configuración de control entre el modo bang-bang y el continuo según las condiciones del sistema, con el fin de equilibrar rapidez de respuesta y estabilidad dinámica.

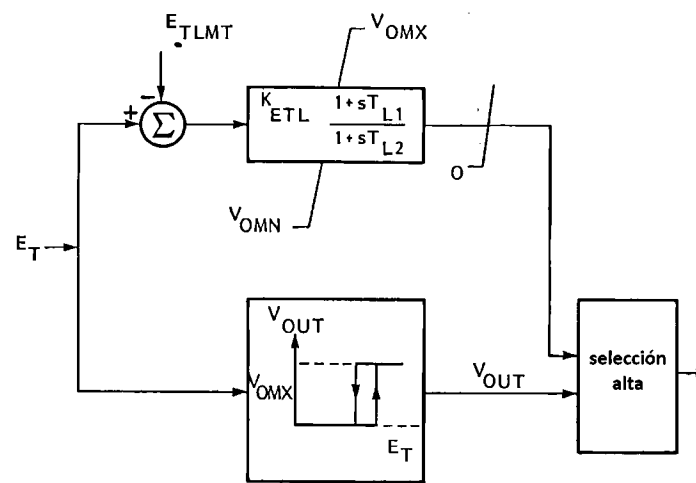
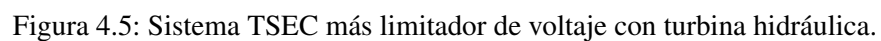


Figura 4.4: Circuito limitador de voltaje terminal de acción rápida [Lee y Kundur, 1986].

4.5 Implementación de TSEC en el simulador Matlab/Simulink®

Este modelo, descrito en sección 4.4, consta de un control discontinuo, que permite una mejor respuesta en el sistema ante fallas transitorias. Se activa mediante una señal de ángulo proveniente de la referencia de cambio de velocidad, así como de una caída en el voltaje de los terminales por debajo del preestablecido de 0.95 p.u. o del valor máximo de la salida del regulador. Estas interacciones permiten lograr una respuesta más eficiente ante los cambios transitorios. También cuenta con limitadores de voltaje continuo, ajustado en 1.1 p.u. y un limitador de acción rápida tipo bang-bang con límites establecidos en 1.13 y 1.12 p.u. . La Figura 4.5, muestra su implementación en el simulador.



70

4.6 Conclusiones

En este capítulo se han descrito diversos métodos orientados a la mejora de la estabilidad del sistema eléctrico, con un enfoque particular en la optimización de su comportamiento ante condiciones transitorias. El objetivo fundamental de estas estrategias es reforzar la capacidad del sistema para enfrentar fallas severas, asegurando así su funcionamiento continuo y seguro, incluso bajo condiciones operativas extremas.

Entre los métodos analizados, se destacó especialmente la aplicación de técnicas caracterizadas por una alta velocidad de respuesta, las cuales permiten actuar de manera casi inmediata ante la aparición de una falla, reduciendo el tiempo de reacción del sistema y limitando la propagación de efectos negativos. Asimismo, se abordó el papel del control de excitación discontinua como una herramienta eficaz para mejorar la respuesta del generador frente a oscilaciones transitorias de gran magnitud, incrementando su capacidad para mantener el sincronismo y evitar la pérdida de estabilidad.

Estos enfoques resultan fundamentales para mitigar el impacto de fallas o disturbios transitorios, ya que permiten fortalecer la respuesta dinámica del sistema y reducir los riesgos asociados a inestabilidades. En conjunto, las estrategias presentadas no solo mejoran el desempeño operativo en escenarios críticos, sino que también contribuyen al diseño de sistemas eléctricos más robustos y confiables frente a los desafíos que plantea la operación dinámica en tiempo real.

Capítulo 5

Casos de estudio

5.1 Introducción

En este capítulo se presenta un estudio detallado del comportamiento dinámico del sistema eléctrico de dos áreas propuesto por Kundur, considerado ampliamente en la literatura como una referencia estándar para el análisis de estabilidad transitoria en sistemas de potencia. Este sistema, compuesto por dos áreas interconectadas mediante una línea de transmisión débil, ofrece un entorno ideal para evaluar la respuesta de generadores síncronos ante fallas severas, así como para probar estrategias de control orientadas a mejorar la estabilidad del sistema.

El análisis desarrollado en este trabajo de investigación se centra en la implementación y evaluación de un sistema de excitación mejorado, diseñado para optimizar la respuesta transitoria del generador frente a disturbios como fallas trifásicas o variaciones abruptas de carga. Para ello, se comparan tres configuraciones distintas de control de excitación: los sistemas convencionales tipo ST1A y DC1A, detallados en el capítulo 3, y una propuesta que incorpora un controlador adicional denominado TSEC (Transient Stability Excitation Control)[Lee y Kundur, 1986], orientado a actuar de manera temporal y localizada durante el periodo más crítico posterior a la falla.

La herramienta digital utilizada permite observar, simulaciones detalladas en el simulador Matlab/Simulink[®], el efecto de los distintos sistemas de excitación sobre variables clave del generador, tales como el ángulo del rotor, la velocidad angular, el voltaje en terminales y el voltaje de excitación de campo. Las respuestas obtenidas permiten validar cuantitativamente que la propuesta de control con TSEC ofrece mejoras significativas en términos de amortiguamiento de oscilaciones, reducción del tiempo de establecimiento y control eficaz del voltaje terminal sin exceder límites de seguridad.

5.2 Caso de estudio : Sistema de dos áreas

El caso de estudio considerado en este capítulo, se basa en el reportado en [Kundur, 1994]. Consta de un sistema de once nodos con cuatro generadores síncronos, los cuales están distribuidos en dos áreas, al cual

se aplica una falla trifasica (con el análisis detallado presentado en el Apéndice B) entre los nodos 7 y 8, como se muestra en la Figura 5.1.

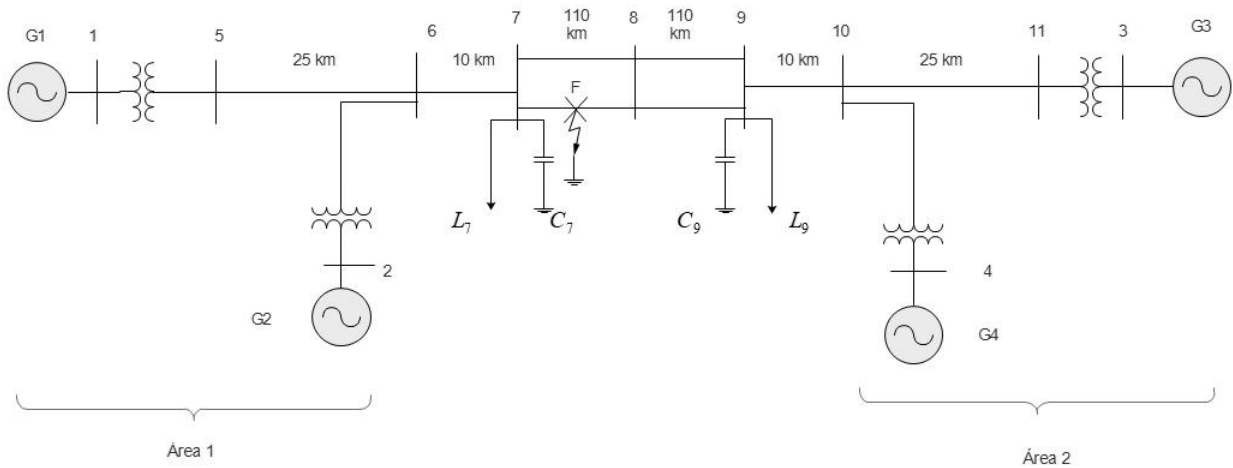


Figura 5.1: Sistema de dos áreas Kundur [Kundur, 1994].

Este sistema permitirá ver una mejor respuesta de la estabilidad transitoria al obtenerse una mejor respuesta dinámica del sistema de excitación, lo cual resulta en una respuesta menos severa al momento de presentar una falla en el sistema. Como se indicó previamente, los casos de estudio reportados en este trabajo de investigación consideran la aplicación de los controles del sistema de excitación DC1A, el ST1A y el mejoramiento mediante el control de excitación discontinua TSEC.

5.2.1 Efecto de operación de controladores

En este caso de estudio se compara los diferentes controles de excitación, en el simulador Matlab/Simulink® para su representación, permitiendo obtener los resultados con el método numérico de quinto orden de Runge-Kutta (Dormand- Prince) como se explica en detalle en el apéndice C debido a su alta precisión y estabilidad en la integración de sistemas no lineales y acoplados. Este método permite ajustar de manera automática el paso de integración, adaptándose a las variaciones rápidas o lentas de las variables del sistema, lo que garantiza un balance entre eficiencia computacional y exactitud; con un paso de integración de $3.25521e-05$ segundos; equivalente a 512 muestras por periodo en 60 Hz y un tiempo de simulación de 15 segundos. Para la obtención de los valores iniciales se utilizó el bloque de Simulink Powergui, donde se obtiene la solución de flujos de potencia. Además se obtuvieron los valores base y por unidad del sistema para su correcta implementación al sistema del caso de estudio. Se puede mencionar que el caso de estudio no se compara con los resultados de [Kundur, 1994], porque esos resultados son para estudios de estabilidad

de pequeña señal, no de estabilidad transitoria el cual es el caso estudiado.

Los valores utilizados para los diferentes tipos de excitación son los siguientes:

DC1A

Para el sistema de excitación de corriente continua autoexcitada (ver Figura 3.13), se utilizaron los datos recomendados en el Bloque de Excitación [Kundur, 1994] . Ya que permiten tener un buen desempeño en el análisis de este trabajo, estos datos son los siguientes:

$$T_r = 0,02s \quad K_a = 200 \quad T_a = 0,001 s,$$

$$K_e = 1 \quad T_e = 0,$$

$$T_b = 0 \quad T_c = 0,$$

$$K_f = 0 \quad T_f = 0,$$

$$E_{fmin} = -6 \quad E_{fmax} = 7 \quad K_p = 0,$$

$$V_t = 1 \text{ pu} \quad E_{fd} = 1,83395 \text{ pu}$$

ST1A

Este sistema de excitación de tiristores con una elevada ganancia transitoria (ver Figura 3.15) y con PSS considera los siguientes datos [Kundur, 1994]:.

$$K_A = 200 \quad T_R = 0,001 s, \quad K_{STAB} = 30,0 \quad T_W = 10,0 s$$

$$T_1 = 0,05 s, \quad T_2 = 0,02 s \quad T_3 = 3,0 s, \quad T_4 = 5,4 s$$

ST1A más TSEC

Para el sistema de excitación ST1A más el TSEC se proponen los siguientes valores.

$$V_{TLMT} = 1,1 \quad V_{OMAX} = 0,45 \quad V_{OMIN} = 0,2 \quad K_{ETL} = 47,$$

$$V_{TL} = 0,95 \quad V_{AL} = 5,5 \quad E_{ESC} = 0,001 \quad K_{AN} = 400$$

$$T_{AN} = 0,08 \quad T_{W5} = 5,0 \quad V_{SMAX} = 0,2 \quad V_{SMIN} = -0,066,$$

$$T_D = 0,03 \quad T_{L1} = 0,025 \quad T_{L2} = 1,212 \quad V_{TM} = 1,13 \quad V_{TN} = 1,12$$

Los parámetros del generador en por unidad en por unidad sobre los valores base de MVA y kV son los siguientes:

$$\begin{aligned}
X_d &= 1,8 \quad X_q = 1,7 \quad X_l = 0,2 \quad X'_d = 0,3 \quad X''_q = 0,55, \\
X''_d &= 0,25 \quad X'_q = 0,25 \quad R_a = 0,0025 \quad T'_{d0} = 8,0 \text{ s} \quad T'_{q0} = 0,4 \text{ s}, \\
T''_{d0} &= 0,03 \text{ s} \quad T''_{q0} = 0,05 \text{ s} \quad A_{Sat} = 0,015 \quad B_{Sat} = 9,6, \\
H &= 6,5 \text{ (para G1 y G2)} \quad H = 6,175 \text{ (para G3 y G4)} \quad \psi_{T1} = 0,9 \quad K_D = 0
\end{aligned}$$

5.2.2 Modelo en el simulador Matlab/Simulink® Caso de estudio

La Figura 5.2 muestra el diagrama general del sistema de estudio utilizado como base para el análisis de estabilidad. Este esquema ha sido tomado y adaptado de la referencia [MathWorks, 2024], la cual proporciona una guía detallada para su implementación en el simulador correspondiente.

El sistema está constituido por dos áreas principales interconectadas mediante una línea de transmisión de enlace débil de parámetros distribuidos con una longitud de 220 km. Lo cual es relevante para el estudio de fenómenos de estabilidad transitoria, oscilaciones interárea y la respuesta del sistema ante condiciones de falla. Además, el modelo incluye interruptores automáticos trifásicos (*breakers*) que permiten simular aperturas y cierres de líneas; el bloque de fallas trifásicas genera una falla a los 2 segundos y la libera a los 2.1 segundos.

El sistema incorpora medidores y sensores que registran variables como voltajes, corrientes, potencias activas y reactivas en distintos nodos y líneas. Esta información permite el monitoreo del estado operativo y para parámetros del sistema eléctrico. También se dispone de un módulo específico encargado de calcular y visualizar los flujos de potencia, lo cual es esencial para evaluar el equilibrio energético entre generación, carga y pérdidas.

Cada área del sistema cuenta con dos generadores síncronos, con especificaciones de 900 MVA y un voltaje de 20 kv, conectados a transformadores trifásicos elevadores de 900 MVA, con una relación de transformación de 20/230 kV y una impedancia de $0 + j0,15$ pu por unidad sobre las bases de 900 MVA y 20/230 kV y tiene una relación de vueltas fuera de lo nominal de 1.0. Estos transformadores elevan el voltaje para lograr el transporte eficiente de energía. La operación de los generadores está controlada mediante un bloque en el programa que representa el excitador, el gobernador de velocidad y la turbina. Este bloque proporciona una respuesta dinámica al generador fallas, permitiendo evaluar la estabilidad del sistema y la efectividad de los controles automáticos durante el transitorio.

Las condiciones de carga de los generadores son las siguientes:

- **Área 1:**

- Generador G1: $P = 700 \text{ MW}$, $Q = 185 \text{ MVar}$, $V = 1,03 \angle 20,2^\circ$
- Generador G2: $P = 700 \text{ MW}$, $Q = 235 \text{ MVar}$, $V = 1,01 \angle 10,5^\circ$

• **Área 2:**

- Generador G3: $P = 719 \text{ MW}$, $Q = 176 \text{ MVar}$, $V = 1,03 \angle -6,8^\circ$
- Generador G4: $P = 700 \text{ MW}$, $Q = 202 \text{ MVar}$, $V = 1,01 \angle -17,0^\circ$

Durante la operación normal, el Área 1 exporta 400 MW hacia el Área 2, lo cual permite observar dinámicas de potencia entre regiones acopladas débilmente.

El sistema de transmisión opera a un voltaje nominal de 230 kV y se modela mediante líneas con el modelo en componentes π . Los parámetros de las líneas en por unidad sobre las bases de 100 MVA y 230 kV son las distancias consideradas incluyen:

- 25 km entre los nodos 5 y 6,
- 25 km entre los nodos 10 y 11,
- 10 km entre los nodos 6 y 7,
- 10 km entre los nodos 9 y 10.

Las líneas de transmisión tienen los siguientes parámetros, referidos a una base de 100 MVA y 230 kV:

- $R = 0,0001 \text{ pu/km}$,
- $X = 0,001 \text{ pu/km}$,
- $B = 0,00175 \text{ pu/km}$.

En los nodos 7 y 9 se encuentran conectadas cargas junto con bancos de capacitores en derivación. En el nodo 7, la carga es de 967 MW con 100 MVar de potencia reactiva, mientras que los capacitores suministran 200 MVar. En el nodo 9, la carga alcanza los 1,767 MW y 100 MVar, con capacitores que aportan 350 MVar. Estos dispositivos ayudan a mejorar el perfil de voltaje de la red.

Ambas áreas cuentan con dispositivos de medición que registran variables eléctricas tanto en terminales de los generadores como a lo largo de las líneas. Estas mediciones son esenciales para asegurar la correcta operación de los sistemas de control de excitación y para analizar el comportamiento dinámico ante variaciones de carga o condiciones de falla.

La Figura 5.3 ilustra el sistema de generación y transmisión descrito, implementado en el caso de estudio, donde los modelos de los sistemas de excitación se encuentran en el bloque denominado Turbinas y Reguladores, identificado con color azul, los cuales se describen en detalle en las Secciones 3.8 y 4.5.

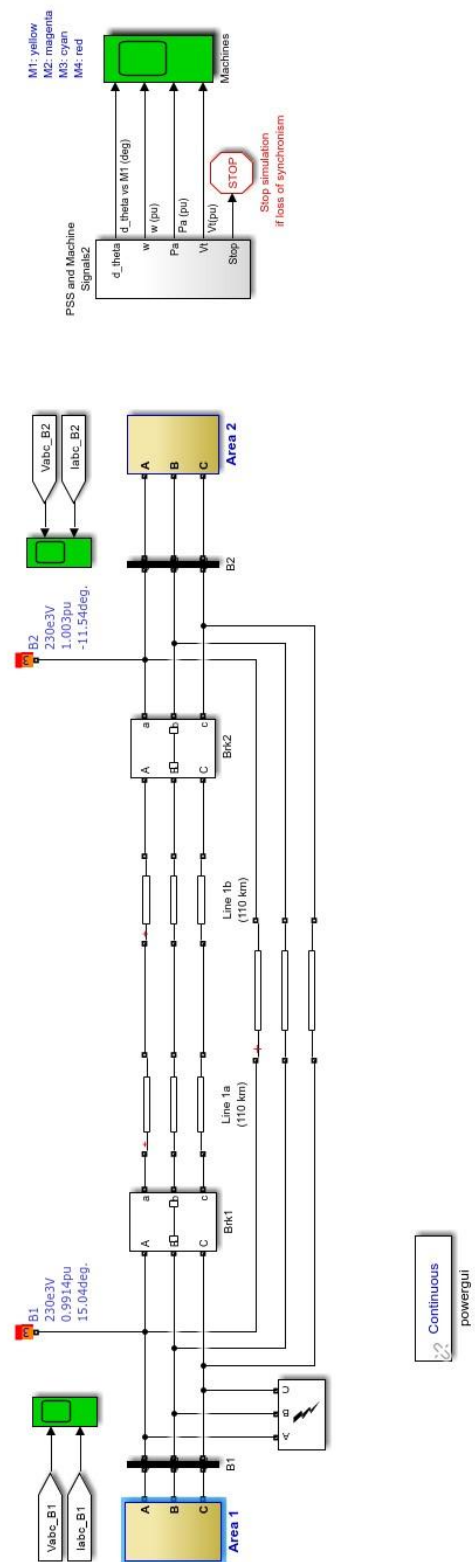


Figura 5.2: Sistema de dos áreas Kundur.

5.2.3 Comparación de resultados obtenidos mediante distintos sistemas de excitación

A continuación, se presentan de manera detallada los resultados obtenidos a partir de las pruebas realizadas para cada uno de los diferentes tipos de esquemas de excitación analizados. En cada caso, se realiza una comparación de su comportamiento dinámico frente a una falla específica en el sistema eléctrico, en este caso, una falla trifásica. Se observa cómo responde cada tipo de excitación ante la aparición de dicha falla y, posteriormente, cómo se comporta el sistema una vez que la falla es liberada. Esta comparación permite evaluar la efectividad, la estabilidad y la rapidez de recuperación de cada método de excitación, aportando información clave para determinar cuál de ellos ofrece un mejor desempeño ante condiciones de contingencia en la red.

Análisis de estabilidad transitoria

De las Figuras 5.4 a 5.6, se puede observar, que al utilizar el sistema ST1A más el TSEC, se obtiene una amortiguación mayor a los otros dos tipos de excitación en cada uno de los generadores síncronos, permitiendo tener un mayor grado de seguridad ante este tipo de fallas.

En la Figura 5.4 se obtienen y comparan los resultados de la respuesta transitoria del ángulo del rotor, donde se analiza el comportamiento del generador síncrono 1 frente al generador síncrono 2 ante una falla trifásica, aplicando tres tipos de sistemas de excitación. Se observa que los sistemas de excitación ST1A y DC1A presentan un comportamiento similar en la amortiguación del transitorio, mientras que la mejora implementada en el sistema de excitación muestra un mayor grado de amortiguación en comparación con los otros dos sistemas, lo cual se aprecia claramente en la gráfica.

Esta mejora permite alcanzar un mayor grado de seguridad operativa, ya que el sistema mejorado alcanza el estado estable a los 7.9 segundos, mientras que el sistema ST1A lo hace a los 8.1 segundos y el sistema DC1A en 8.2 segundos. Además, el valor mínimo del pico en la respuesta del sistema mejorado es de -14.06 grados, en comparación con los -14.78 grados del sistema DC1A y los -14.74 grados del sistema ST1A.

Este comportamiento indica que el sistema de excitación mejora la estabilidad transitoria del generador, al ofrecer una respuesta más rápida y estable frente a fallas. Desde el punto de vista del diseño de controles para estabilidad transitoria, esta mejora representa una ventaja significativa en sistemas eléctricos sujetos a variaciones rápidas de carga o fallas.

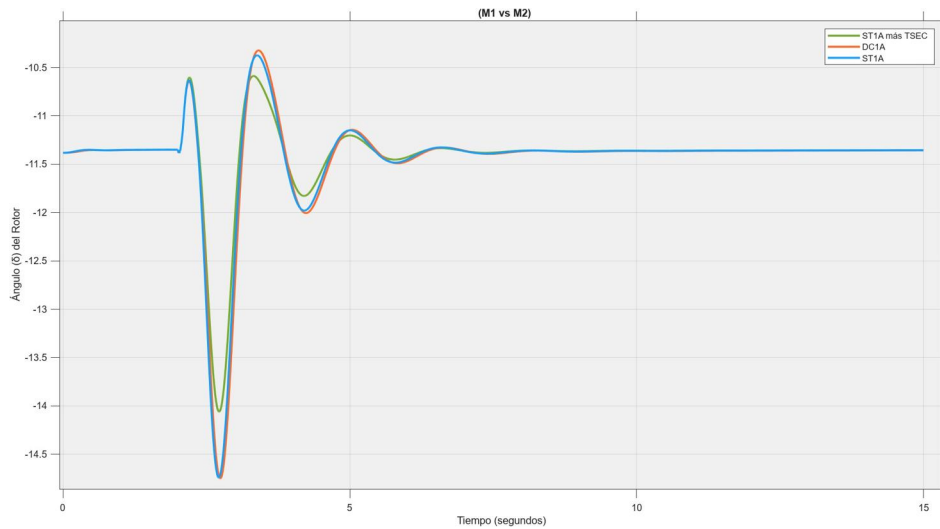


Figura 5.4: Estabilidad transitoria generador 1 vs generador 2.

En la Figura 5.5 el sistema mejorado alcanza el estado estable en 7.9 segundos, mientras que el sistema ST1A lo hace en 8.1 segundos y el sistema DC1A en 8.2 segundos. Además, el valor mínimo del pico en la respuesta del sistema mejorado es de -44.6 grados, en comparación con -48.1 grados del sistema DC1A y -48 grados del sistema ST1A.

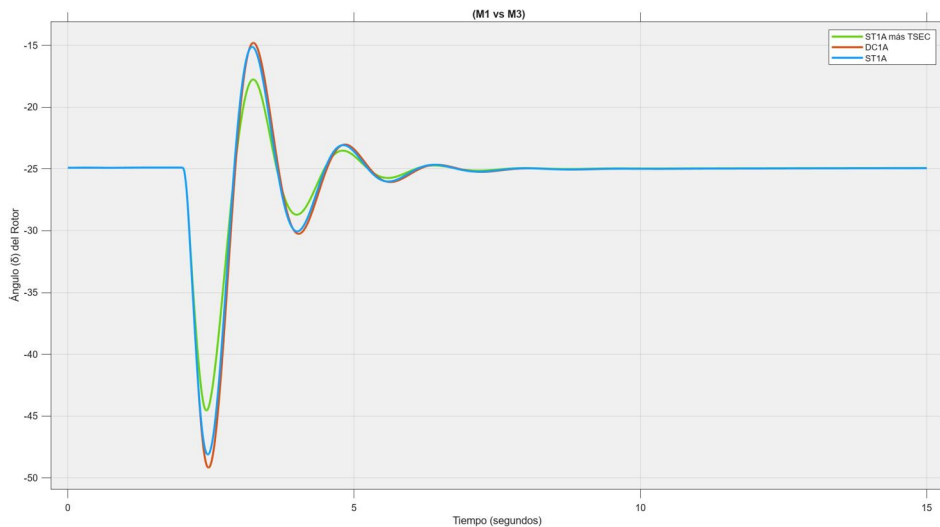


Figura 5.5: Estabilidad transitoria generador 1 vs generador 3.

En la Figura 5.6 el sistema mejorado alcanza el estado estable en 7.9 segundos, mientras que el sistema ST1A lo hace en 8.1 segundos y el sistema DC1A en 8.2 segundos. El valor mínimo del pico en la respuesta del sistema mejorado es de -56.2 grados, en comparación con -59.1 grados del sistema DC1A y -59.1 grados del sistema ST1A.

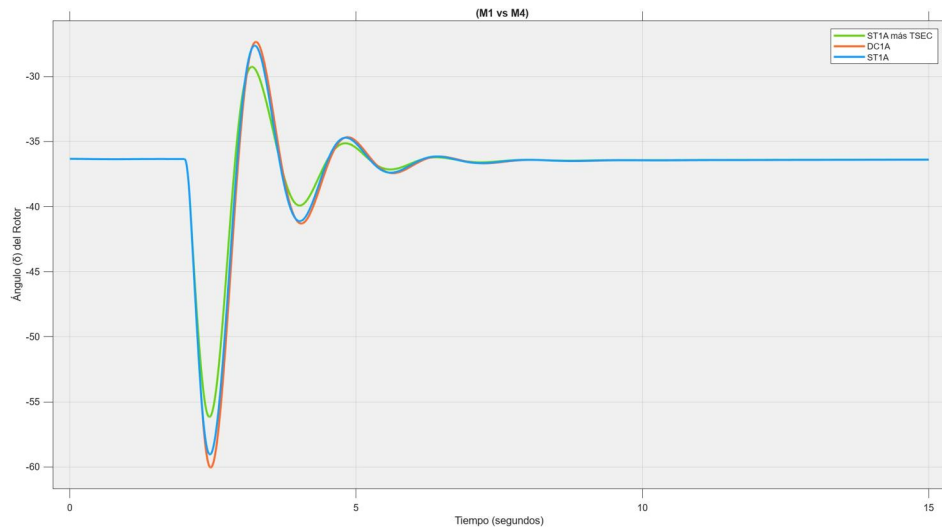


Figura 5.6: Estabilidad transitoria generador 1 vs generador 4.

En la Figura 5.7, se observa la interacción de estabilidad entre las dos áreas del sistema, donde se tiene un mejor resultado en la implementación del TSEC, dado que evita que la excitación disminuya demasiado antes de que el rotor alcance el verdadero pico de su oscilación angular. En la Figura 5.7 el sistema mejorado alcanza el estado estable a los 7.9 segundos, mientras que el sistema ST1A lo hace en 8.1 segundos y el sistema DC1A en 8.2 segundos. Además, el valor mínimo del pico en la respuesta del sistema mejorado es de -44.5 grados, en comparación con los -47.5 grados del sistema DC1A y -47.4 grados del sistema ST1A.

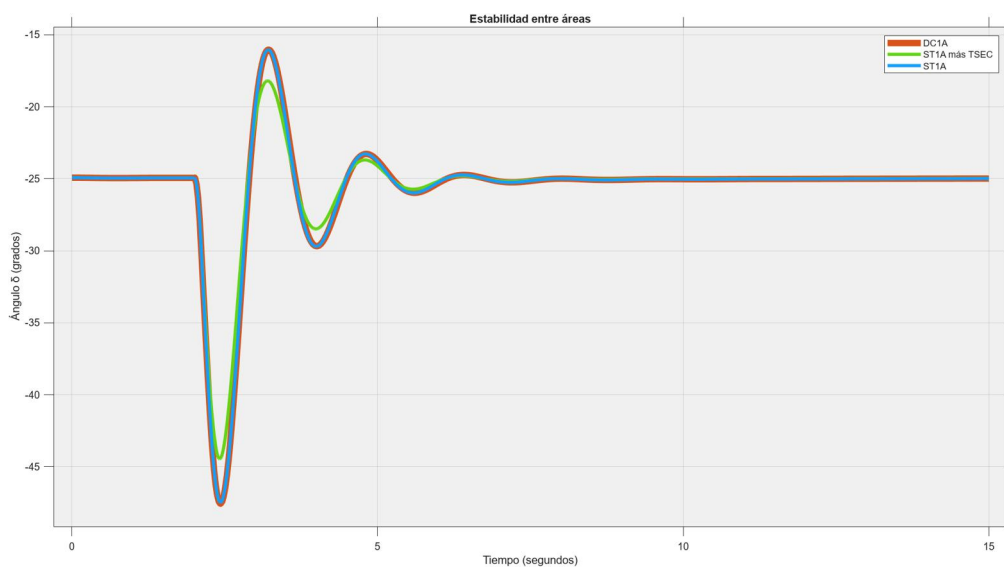


Figura 5.7: Estabilidad entre el Área 1 y Área 2.

Voltaje en terminales

En las gráficas 5.8 a 5.11, se observa el aumento del voltaje en las terminales de los generadores síncronos, gracias a la interacción del TSEC en el sistema, ya que permite elevar el voltaje en terminales y el voltaje de campo para lograr estabilizar el sistema, sin llegar a un voltaje crítico o demasiado alto, por la utilización de los limitadores de voltaje.

La Figura 5.8 muestra el comportamiento del voltaje en las terminales del generador 1 ante una falla, bajo tres configuraciones de sistemas de excitación: ST1A, DC1A y la propuesta con TSEC. Durante este tipo de eventos, un incremento momentáneo en la excitación del generador permite elevar el voltaje del campo, lo que se traduce en una mejora considerable en la estabilidad transitoria del sistema.

En esta Figura se evidencia que la implementación del sistema de excitación mejorado con TSEC logra mantener el voltaje terminal cerca del valor máximo permitido durante la oscilación positiva del ángulo del rotor. Esta acción es fundamental para evitar caídas excesivas de voltaje antes de que el rotor alcance el pico máximo de su desviación angular, lo cual es crucial para prevenir inestabilidades.

El sistema utilizado demuestra una respuesta más eficiente al presentar un valor pico de voltaje en terminales de 1.12 pu, mayor al de los sistemas ST1A y DC1A, los cuales alcanzan picos aproximados de 1.08 pu. Esta diferencia representa una mejora significativa en la capacidad de respuesta del sistema frente a fallas, al proporcionar mayor voltaje en terminales en los momentos más críticos del transitorio, sin sobrepasar los límites operativos establecidos. Esto se debe a la adición de señales discontinuas que actúan durante el periodo de falla, mejorando la capacidad de control sobre la excitación. Como resultado, se obtiene un desempeño más robusto frente a fallas, lo que refuerza la efectividad del TSEC en el diseño de controles orientados a mejorar la estabilidad transitoria de generadores síncronos en sistemas eléctricos de potencia.

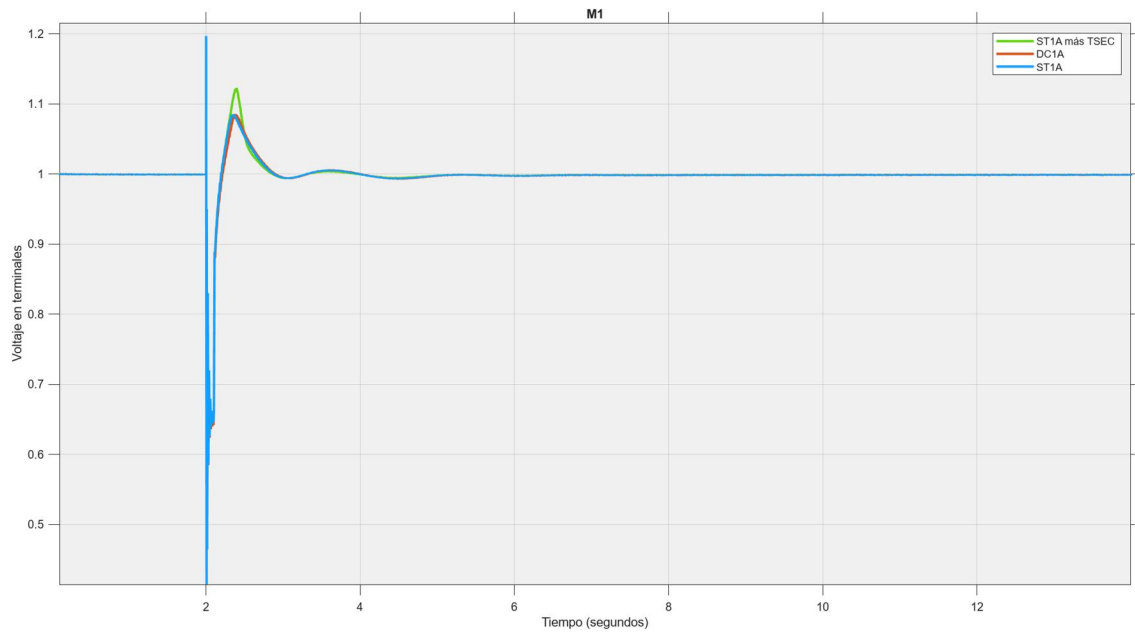


Figura 5.8: Voltaje en terminales generador 1.

El sistema utilizado, en la Figura 5.9 demuestra una respuesta más eficiente al presentar un valor pico de voltaje en terminales de 1.1 pu, notablemente mayor al de los sistemas ST1A y DC1A, los cuales alcanzan valores picos aproximados de 1.06 pu.

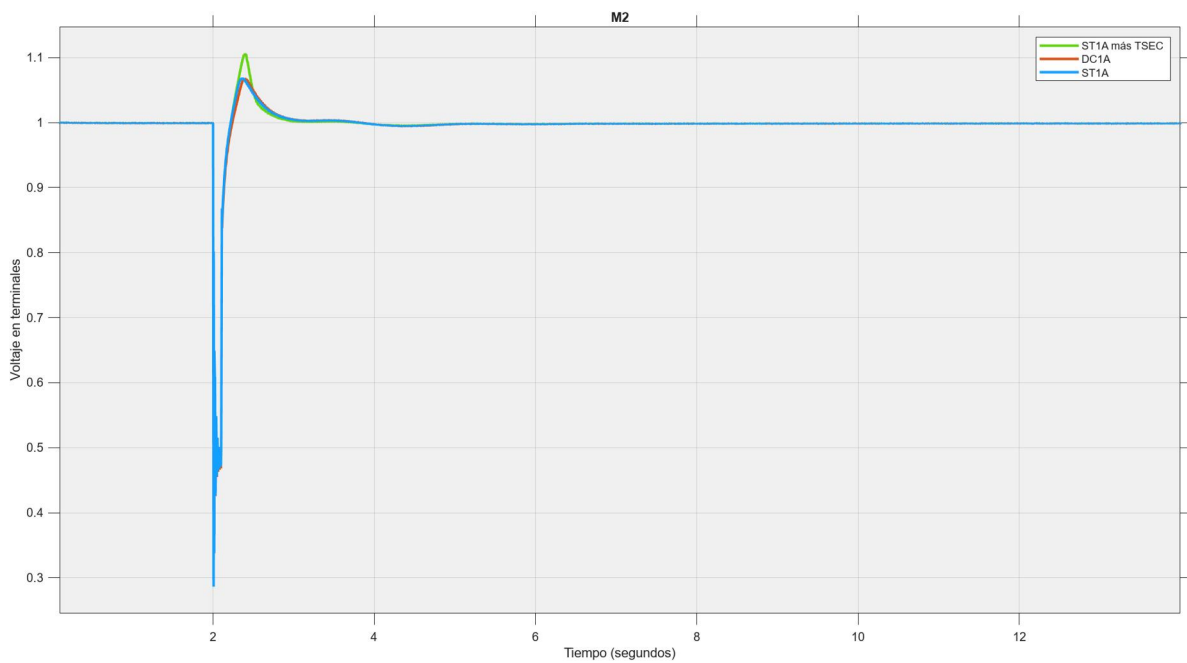


Figura 5.9: Voltaje en terminales generador 2.

Como se observa en la Figura 5.10, el sistema presenta un valor pico de voltaje en terminales de 1.08 pu, superando a los sistemas ST1A y DC1A, cuyos picos se aproximan a 1.05 pu.

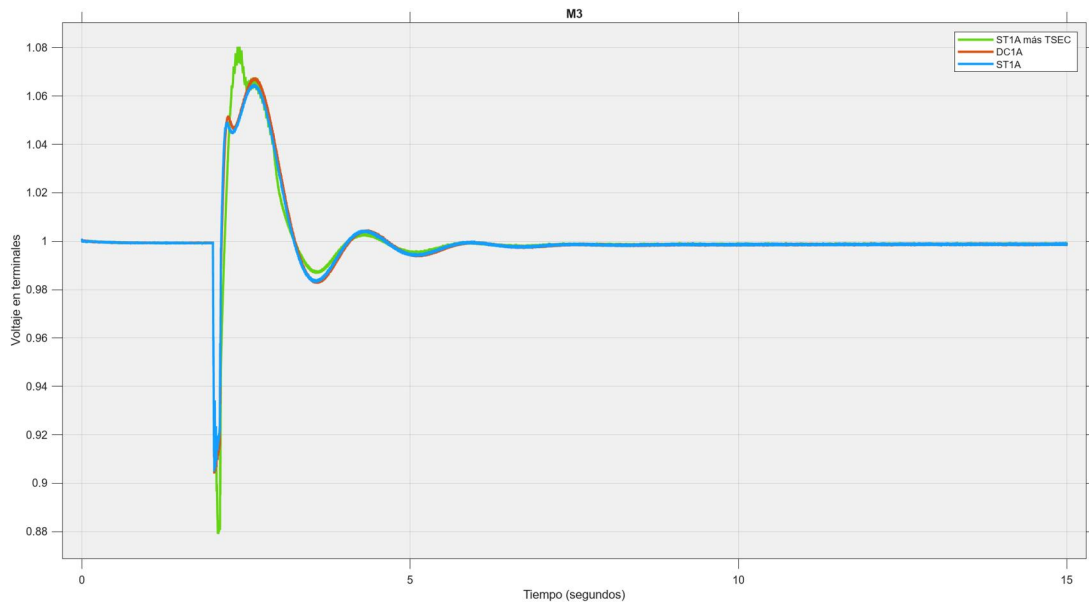


Figura 5.10: Voltaje en terminales generador 3.

De la Figura 5.9 se observa que la respuesta es más eficiente, alcanzando un valor pico de voltaje en terminales de 1.09 pu, significativamente superior al de los sistemas ST1A y DC1A, cuyos picos se aproximan a 1.05 pu.

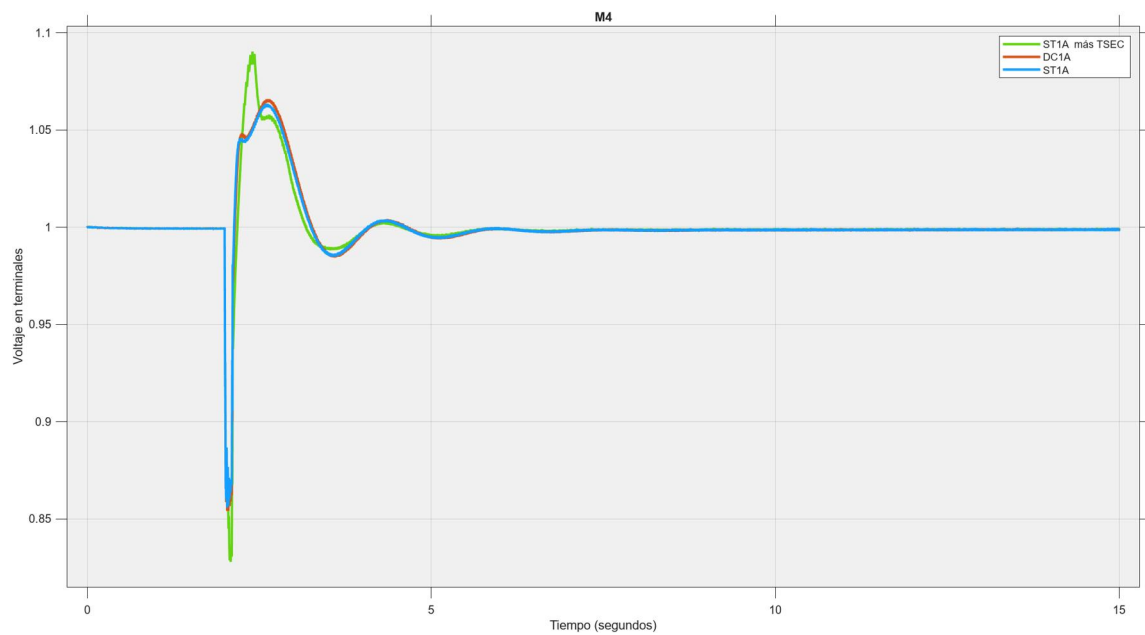


Figura 5.11: Voltaje en terminales generador 4.

Velocidad angular

En las Figuras 5.12 a 5.15, se muestra el resultado de la velocidad angular de cada generador síncrono considerando los diferentes sistemas de excitación. El comportamiento de la velocidad angular del generador ante una falla severa ilustra de forma clara la influencia del sistema de excitación en la capacidad del generador para retornar al estado estable. En esta gráfica se comparan tres configuraciones: los sistemas de excitación convencionales ST1A y DC1A, y la propuesta con TSEC.

Se observa que, tras la falla, todos los sistemas presentan oscilaciones en la velocidad angular. Sin embargo, el sistema propuesto con TSEC presenta un amortiguamiento más efectivo y una convergencia más rápida hacia la velocidad síncrona nominal. Mientras que los sistemas ST1A y DC1A exhiben oscilaciones más prolongadas y con mayor amplitud, el TSEC logra limitar de manera más eficiente las variaciones en la velocidad, lo cual se traduce en un menor esfuerzo mecánico y eléctrico para el sistema.

En las Figuras 5.10 y 5.11 se evidencia con mayor claridad la interacción de las señales del control discontinuo con el sistema, resaltando su influencia directa en la respuesta dinámica del mismo.

En consecuencia, el sistema mejorado permite reducir significativamente el tiempo necesario para que la velocidad angular regrese a su valor estable, mejorando la estabilidad transitoria del generador ante disturbios. Desde la perspectiva del diseño de controles, esta capacidad de respuesta representa una mejora sustancial en la operación confiable y segura de sistemas eléctricos de potencia bajo condiciones de falla.

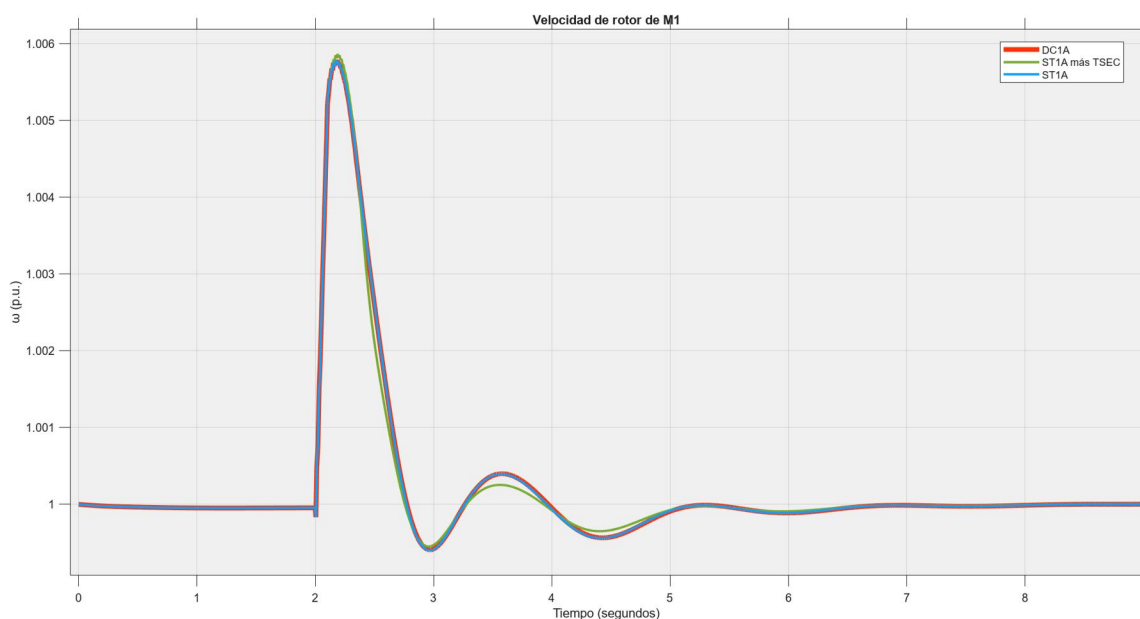


Figura 5.12: Velocidad de rotor del generador 1.

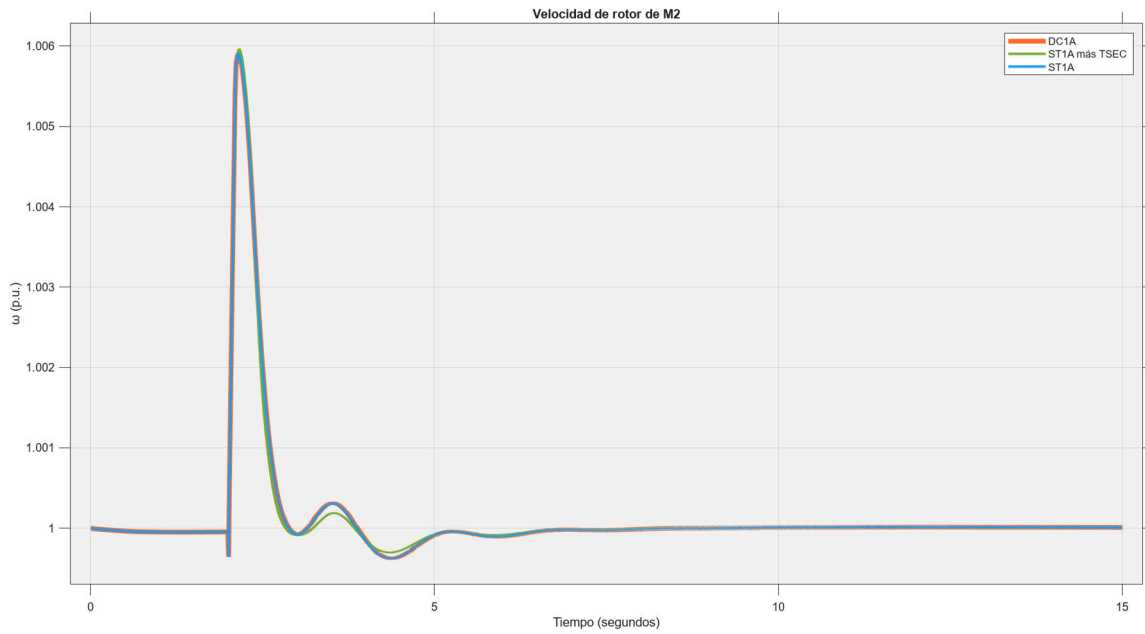


Figura 5.13: Velocidad de rotor del generador 2.

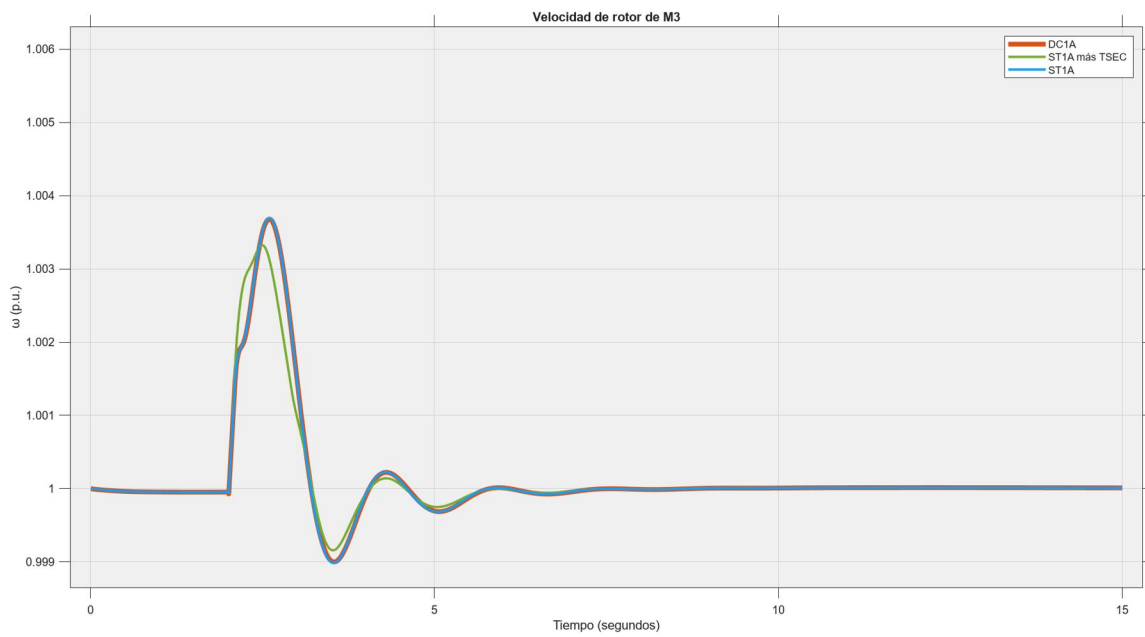


Figura 5.14: Velocidad de rotor del generador 3.

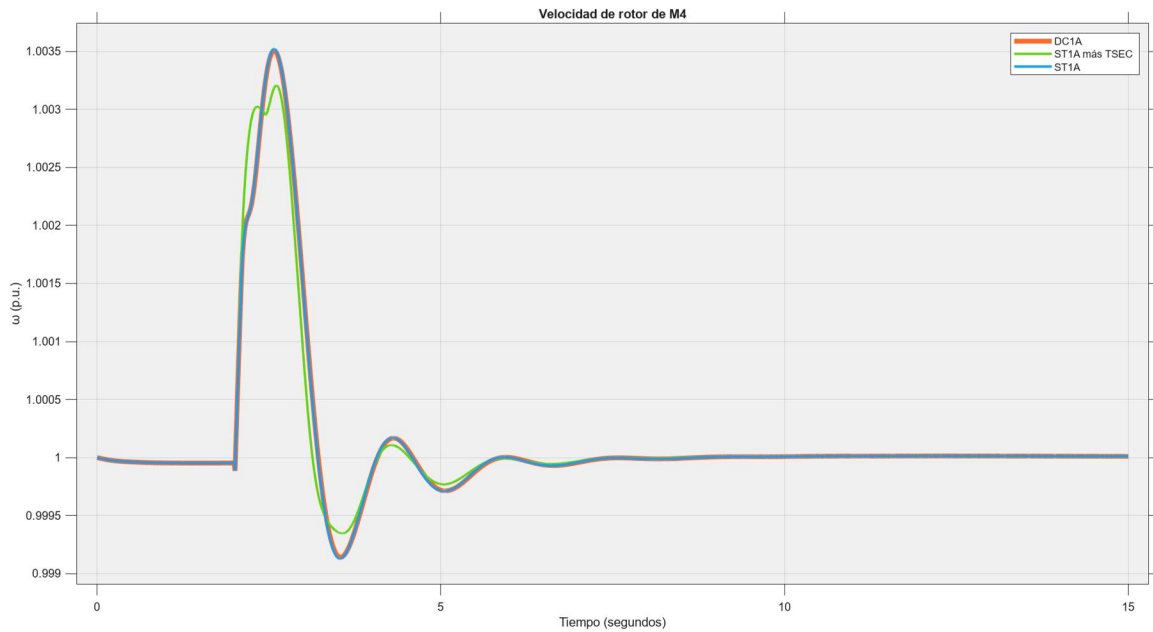


Figura 5.15: Velocidad de rotor del generador 4.

Voltaje de excitación para el campo del rotor

En las Figuras 5.16 a 5.19, se muestra la intervención de los diferentes tipos de excitación en el voltaje de campo para el control de los generadores síncronos, para preservar la estabilidad del sistema.

El comportamiento del voltaje de excitación de campo en cada generador, ilustra de manera clara las diferencias dinámicas entre el sistema de excitación convencional y el sistema mejorado mediante TSEC. Se observa que, durante los primeros segundos posteriores a una falla severa, el sistema con control discontinuo presenta oscilaciones de mayor frecuencia y amplitud en comparación con los sistemas tradicionales ST1A y DC1A. Este comportamiento responde directamente a la naturaleza del control implementado en el TSEC, el cual introduce, de forma transitoria, una señal adicional proporcional al ángulo del rotor, además de considerar el voltaje terminal y la velocidad angular. Dicha señal solo actúa durante el periodo crítico de recuperación.

El sistema ajusta de manera más agresiva la excitación del campo, lo que resulta en múltiples aumentos y reducciones de voltaje en un corto intervalo. Esta respuesta dinámica está orientada a maximizar la estabilidad transitoria, promoviendo una rápida transferencia de energía mecánica a eléctrica mientras el rotor oscila. Esta respuesta refleja un sistema de control más sofisticado, capaz de actuar intensamente durante la fase más crítica del transitorio y luego retroceder suavemente para ceder el control al regulador convencional.

Este diseño proporciona no solo una mayor robustez frente a fallas, sino también una estrategia adaptable y

segura para el restablecimiento del equilibrio dinámico del generador.

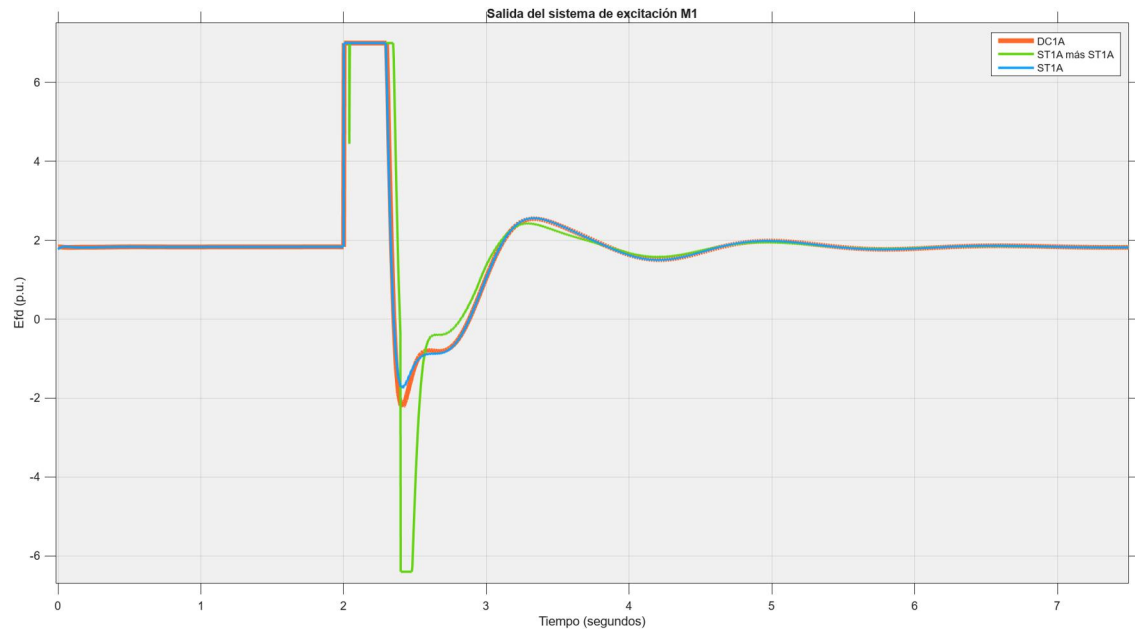


Figura 5.16: Salida del sistema de excitación generador 1 .

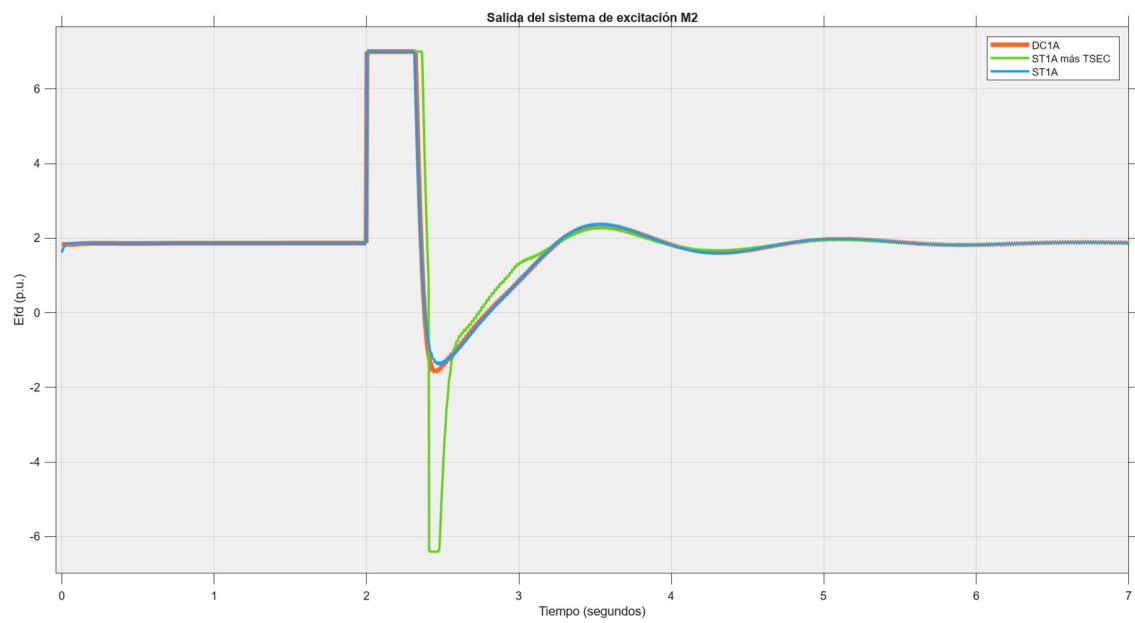


Figura 5.17: Salida del sistema de excitación generador 2 .

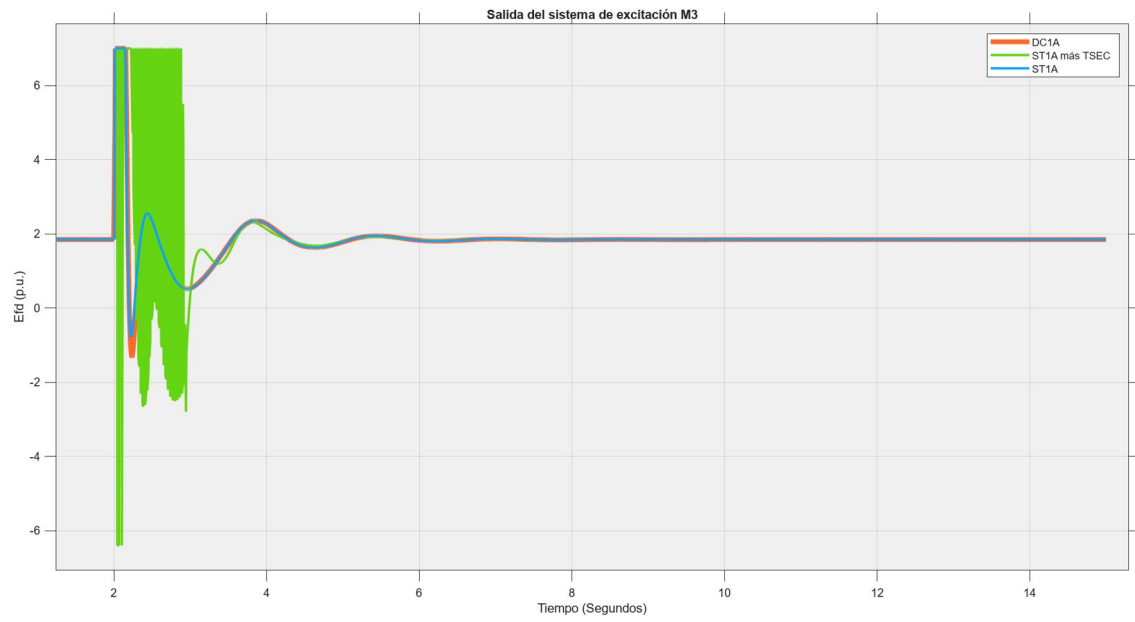


Figura 5.18: Salida del sistema de excitación generador 3 .

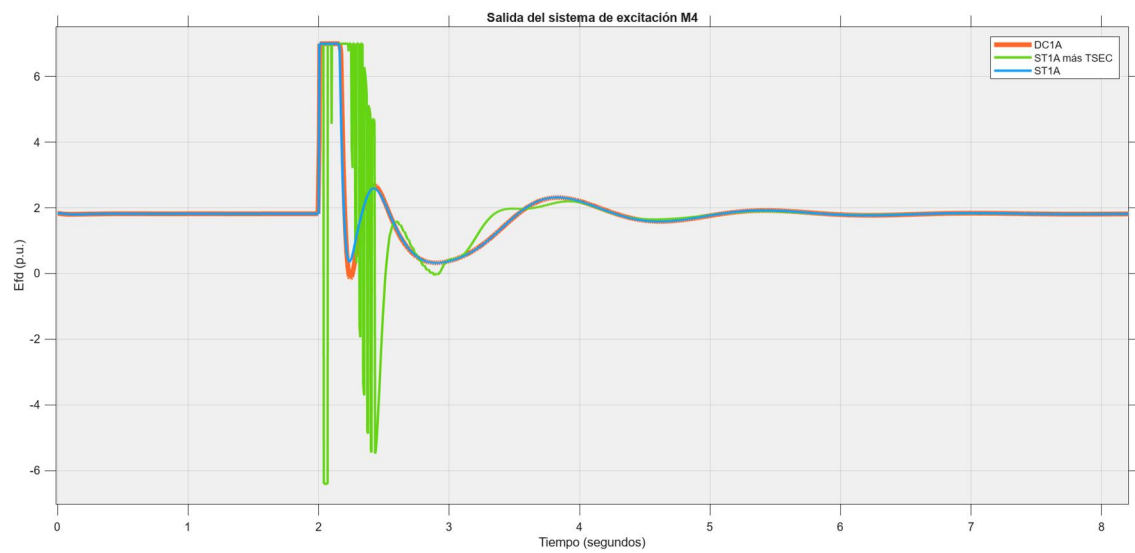


Figura 5.19: Salida del sistema de excitación generador 4 .

5.2.4 Estabilidad Frente a Fallas Prolongadas: Comparación entre Sistemas de Excitación

En esta sección se analizan los resultados obtenidos al incrementar el tiempo de liberación de la falla en 2.3 segundos, con el objetivo de evaluar el comportamiento dinámico del sistema eléctrico bajo condiciones más exigentes. Se observa que, ante este escenario más severo, el sistema de excitación tradicional tipo ST1A no logra mantener el sincronismo, lo cual se traduce en una pérdida de estabilidad transitoria poco después de ocurrida la falla. Esta pérdida de sincronismo representa un riesgo crítico para la continuidad operativa del sistema, ya que puede originar oscilaciones incontroladas, desconexión de unidades generadoras y, en casos extremos, apagones parciales o totales.

En contraste, el sistema de excitación mejorado demuestra una capacidad superior para enfrentar este tipo de disturbios, logrando mantener el sincronismo incluso con una duración prolongada de la falla. Según se aprecia en la Figura 5.20, en donde se observa que el estado estable se alcanza en 9.2 segundos, lo que pone de manifiesto una respuesta más robusta y eficaz ante fallas de alta magnitud. Esta mejora en el desempeño se puede atribuir a una mejor regulación del voltaje, una acción de control más dinámica y a la implementación de mecanismos de protección.

Dado que los otros tres generadores del sistema exhiben un comportamiento muy similar al del generador 1, y con el fin de simplificar el análisis sin comprometer su validez, en adelante se presentarán únicamente los resultados correspondientes a dicho generador. Esta decisión permite centrar la discusión en las características esenciales del sistema, manteniendo una representación fiel del comportamiento general observado.

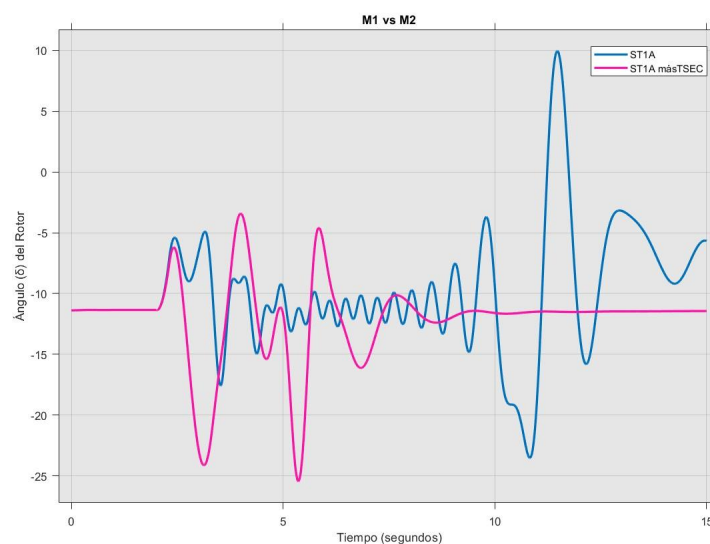


Figura 5.20: Estabilidad transitoria generador 1 vs generador 2.

En la Figura 5.21 se ilustra el comportamiento de la estabilidad interárea entre el área 1 y el área 2 durante la falla analizada. Se puede apreciar que el sistema de excitación mejorado presenta una respuesta significativamente más robusta, logrando mantener el sincronismo y, por ende, la estabilidad del sistema ; nuevamente, el estado estable de post-falla se alcanza en 9.2 segundos de simulación. Este resultado evidencia la efectividad del sistema mejorado en el control de la respuesta dinámica del generador, debido a una mejor regulación del voltaje y una acción más eficiente del regulador automático de voltaje (AVR), en conjunto con mecanismos adicionales como los limitadores de excitación.

En contraste, el sistema tradicional de tipo ST1A muestra una respuesta desfavorable, perdiendo el sincronismo rápidamente. Esta pérdida de sincronismo indica una inestabilidad creciente entre las áreas, lo cual podría desencadenar fenómenos de oscilación no amortiguada, separación de zonas o incluso colapso parcial del sistema si no se aplica una acción correctiva o de protección adecuada. La incapacidad del sistema tradicional para responder eficazmente ante la fallas sugiere limitaciones en su diseño de control y regulación, lo que lo hace menos apto para escenarios donde se requiere una alta resiliencia frente a disturbios.

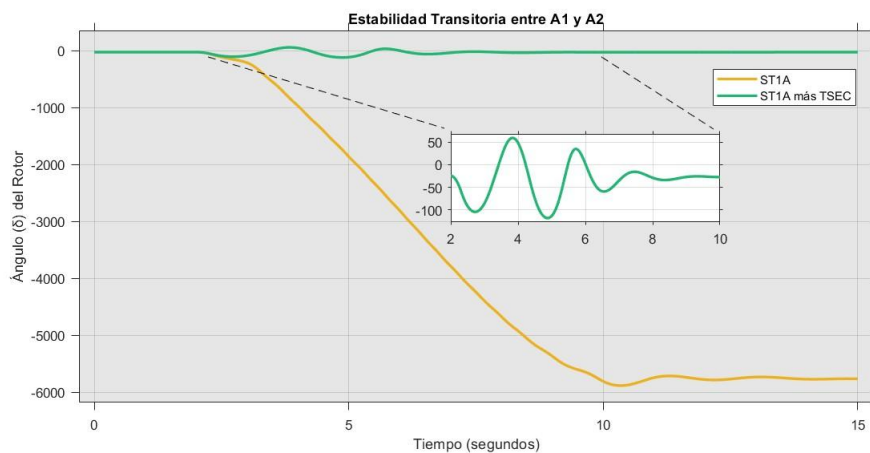


Figura 5.21: Estabilidad transitoria interárea

Voltaje en terminales

En la Figura 5.22 se muestran los perfiles de voltaje en las terminales de ambos sistemas de excitación. Se puede observar que el sistema mejorado logra mantener el voltaje dentro de márgenes operativos seguros, específicamente por debajo de 1.15 p.u. Este comportamiento se atribuye principalmente a la incorporación de limitadores de voltaje que actúan de manera efectiva para evitar sobreexcitaciones, contribuyendo así a la estabilidad general del sistema y a la protección de los equipos conectados.

Por otro lado, el sistema tradicional presenta niveles de voltaje considerablemente más altos, los cuales

no solo exceden los límites recomendados, para la operación segura de la red eléctrica, sino que también representan un riesgo potencial para la integridad del sistema eléctrico. Este exceso de voltaje puede dar lugar a esfuerzos eléctricos y térmicos innecesarios sobre los componentes, acelerando su envejecimiento y provocando un desgaste prematuro. En condiciones físicas reales, este tipo de operación podría llevar a fallas en la operación de los dispositivos, deterioro de los aislamientos, y en casos extremos, a la descomposición o destrucción de ciertos elementos críticos de la infraestructura eléctrica.

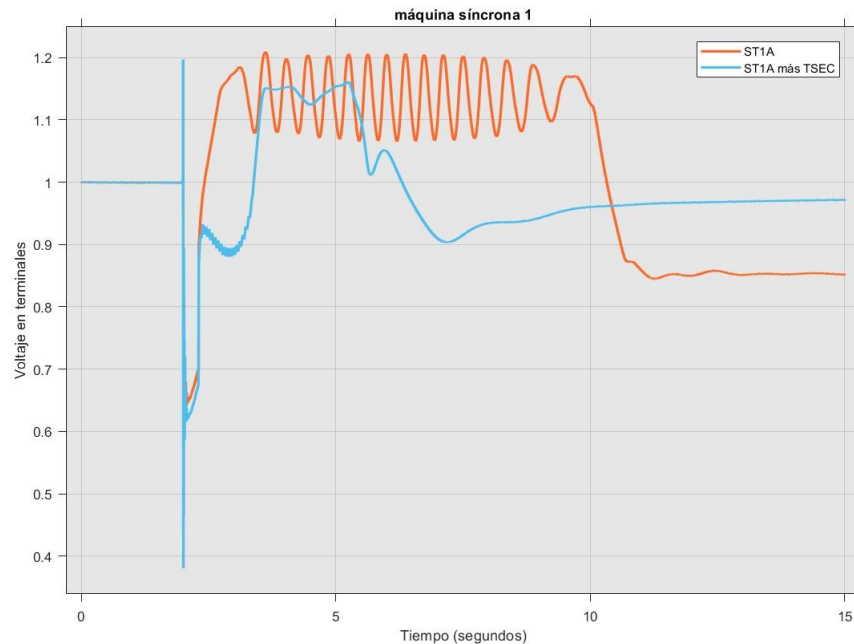


Figura 5.22: Voltaje en terminales generador 1.

Salida de los excitadores

En la Figura 5.23 se observa la interacción de la salida del voltaje de excitación en el voltaje de campo. Se observa una respuesta más rápida ante la ocurrencia de la falla, lo cual contribuye a alcanzar la estabilidad transitoria. Esta mejora en el desempeño se debe a la acción de las señales de control discontinuo implementadas en el sistema mejorado. Se observa que el sincronismo del sistema tradicional se pierde en los primeros instantes de la simulación. En contraste, el sistema mejorado muestra un comportamiento estable, especialmente en cuanto al voltaje de excitación, con una amortiguación de las oscilaciones. No obstante, a pesar de esta amortiguación, el sistema de control de excitación tradicional, provoca, en condiciones físicas reales, una falla temprana, generando un desgaste significativo de los componentes eléctricos. Este deterioro conduciría a que dichos elementos operen en condiciones desfavorables, comprometiendo su integridad y

funcionalidad hasta alcanzar niveles críticos de degradación o incluso su descomposición total.

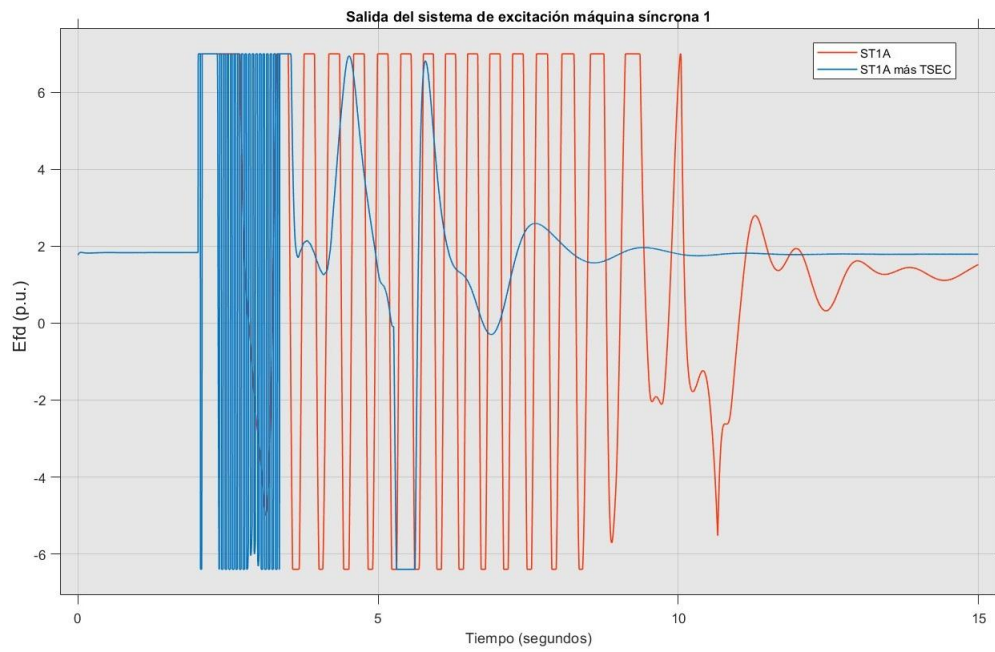


Figura 5.23: Voltaje en terminales generador 1.

5.2.5 Conclusiones

Se concluye, que gracias al análisis del caso de estudio, como el presentado en este capítulo, se puede comprender fenómenos complejos y predecir comportamientos en situaciones reales. Como es el aporte del sistema de excitación discontinua abordado en el capítulo 4, cuya utilidad es sobresaliente en casos donde existe oscilaciones locales e interáreas como el sistema del caso de estudio analizado, debido a la señal de control discontinua, permitiendo detectar una perturbación o falla transitoria importante. También su comparación con otro tipo de excitación como lo son el DC1A y el ST1A, donde al observar su estabilidad transitoria, voltaje en terminales, velocidad angular, y voltaje de campo, da información importante para comprender la interacción de estos sistemas de excitación. Además del modelado de los diferentes componentes del sistema, en el simulador Matlab/Simulink®, dando una caracterización detallada de los diferentes componentes del sistema.

Mediante el análisis del sistema interárea, demuestra claramente que bajo distintas condiciones de falla, del modelo analizado de estabilidad transitoria mejorado utilizando el controlador TSEC, permite a la red eléctrica mantenerse en un estado de operación estable, sin perder el sincronismo, como sucede con los casos basados en los sistemas de excitación DC1A y el ST1A.

Capítulo 6

Conclusiones y trabajos futuros

6.1 Conclusiones

En esta tesis se investigó sobre los diferentes temas que comprende un estudio para la estabilidad transitoria para lograr su implementación y conseguir las siguientes conclusiones generales:

- Se desarrollaron e implementaron los diferentes modelos de los componentes que conforman un sistema de potencia, para el análisis de estabilidad transitoria, tales como la máquina síncrona, las líneas de transmisión, generadores y cargas, para su correcto modelado y así, tener una buena representación y mejor entendimiento sobre su funcionamiento.
- Se presentaron los diferentes tipos de sistemas de excitación, los cuales, permiten al sistema tener una mejor respuesta ante diferentes tipos de fallas, que puedan dañar los diferentes componentes o ocasionar perdidas masivas de energía a los usuarios.

El desarrollo de esta investigación permitió analizar de manera integral la estabilidad transitoria en sistemas eléctricos de potencia, haciendo énfasis en la influencia del sistema de excitación sobre la respuesta dinámica del generador síncrono. A partir de los resultados obtenidos, se confirman las ventajas del sistema de excitación mejorado TSEC (Transient Stability Excitation Control) frente a los esquemas convencionales, tanto en la reducción de oscilaciones como en la mejora de la respuesta ante fallas severas.

El modelo del excitador TSEC, implementado y validado en el entorno Matlab/Simulink[®], demostró ser efectivo en la compensación rápida del voltaje de campo, lo que contribuye a una recuperación más estable y eficiente del sistema después de fallas transitorias. Asimismo, el modelo interárea desarrollado permitió observar el efecto de las señales de control del TSEC en la coordinación entre generadores, logrando un mejor amortiguamiento de los modos interárea.

La comparación entre diferentes sistemas de excitación mostró que el TSEC proporciona una respuesta más rápida y estable, favoreciendo el restablecimiento del equilibrio del sistema eléctrico con

menores desviaciones de frecuencia y ángulo del rotor. Esto confirma su potencial aplicación en redes eléctricas modernas que requieren altos niveles de confiabilidad y desempeño dinámico.

6.2 Trabajos futuros

Basándose en los avances alcanzados en esta tesis, se pueden plantear las siguientes propuestas como líneas de investigación para futuros trabajos:

- En trabajos futuros, además del TSEC, se podrían analizar los controladores Power Oscillation Damping (POD), los cuales atenúan las oscilaciones utilizando señales locales de potencia. También podrían evaluarse los controladores WAC (por sus siglas en inglés Wide-Area Controllers), que emplean mediciones remotas para coordinar la acción de múltiples generadores en el sistema eléctrico, con el fin de mejorar el amortiguamiento de los modos interárea.
- Realizar la incorporación de energías renovables, para observar el comportamiento con la mejora de estabilidad transitoria mediante sistema de excitación discontinuo.
- Analizar cómo los sistemas de excitación mejorados interactúan con enlaces de corriente directa de alta tensión (HVDC).
- Estudiar la interacción entre sistemas de excitación y dispositivos de almacenamiento como baterías.
- Extender el alcance de la investigación reportada en esta tesis a aplicaciones en tiempo real.

Bibliografía

- [Kundur, 1994] Kundur P, *Power System Stability and Control*. Ed. New York: McGraw-Hill, 1994.
- [Machowski, 2008] Machowski, J., Bialek, J. W., & Bumby, J. R. (2008). *Power System Dynamics: Stability and Control*. John Wiley & Sons.
- [Kundur, 1993] Kundur, P. (1993). *A Fundamental Study of Interárea Oscillations in Power Systems*. IEEE Transactions on Power Systems, 8(1), 18-26.
- [Castellanos, 1997] Castellanos, R. (1997). *Análisis de oscilaciones locales e interárea en sistemas eléctricos de potencia*. [Tesis, Instituto Politécnico Nacional].
- [Sauer, 1998] Sauer, P. W., & Pai, M. A. (1998). *Power System Dynamics and Stability*. Prentice Hall.
- [IEEE Std 1110, 2019] IEEE Power and Energy Society. (2019). *IEEE Guide for Synchronous Generator Modeling Practices and Parameter Verification with Applications in Power System Stability Analyses*. IEEE Std 1110-2019, 1-72.
- [IEEE Std 421.5, 2016] IEEE Std 421.5, *IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies*. IEEE Std 421.5-2016, 2016.
- [Corona, 2014] Corona Sánchez, J. (2014). *Estabilidad angular de un sistema multimáquinas*. Tesis de licenciatura.
- [Verduzco, 2020] Verduzco Durán, J. (2020). *Estimación de estado bajo condiciones de distorsión armónica en redes eléctricas con fuentes eólicas de generación*. Tesis de maestría.
- [Godínez, 2020] Godínez Delgado, J., Medina Ríos, J., & Tapia Sánchez, R. (2020). *A Time-Domain Companion-Circuit Newton Based Methodology Applied to the Harmonic Analysis of Electrical Networks With PV Systems*. IEEE Access.
- [Oscullo, 1996] Oscullo Lala, J. (1996). *Estudio de los sistemas de excitación de máquinas sincrónicas y su influencia en la estabilidad transitoria de sistemas eléctricos de potencia*. Tesis de licenciatura.
- [León, 2012] León, A. E., Solsona, J. A., & Valla, M. I. (2012). *Comparison among nonlinear excitation control strategies used for damping power system oscillations*. Energy Conversion and Management.

- [Al-Zahrani y Ramdas, 2022] Al-Zahrani, A., & Ramdas, A. (2022). *Transient Stability Performance of Different Excitation Systems for Synchronous Generators*. European Journal of Engineering Research and Science, 7(11), 133–139. <https://doi.org/10.24018/ejeng.2022.7.11.2820>
- [Kundur, 1989] Kundur, P., Klein, M., Rogers, G. J., & Zywno, M. S. (1989). *Application of Power System Stabilizers for Enhancement of Overall System Stability*. IEEE Transactions on Power Systems, 4(2), 614–626.
- [Lee y Kundur, 1986] Lee, D. C., & Kundur, P. (1986). *Advanced Excitation Controls for Power System Stability Enhancement*. CIGRE, París, Francia.
- [Reyes, 2018] Reyes, M. C., Córdoba, P. A., & Rivas, E. (2018). *Análisis de estabilidad transitoria y de pequeña señal en un sistema multimáquina: caso de estudio*. Revista Vínculos, 15(2).
- [Morones, 2000] Morones Alba, J. A., & Vargas Salas, R. (2000). *Estudio clásico de estabilidad transitoria para sistemas multimáquina*. Conciencia Tecnológica, (14), 16–20.
- [Ortega, 2014] Ortega Rivera, I. L. (2014). *Estabilidad de señal pequeña en sistemas eléctricos de potencia*. Tesis de maestría, UNAM.
- [Pavella, 2013] Pavella, M., Ernst, D., & Ruiz-Vega, D. (2013). *Handbook of Electrical Power System Dynamics: Modeling, Stability, and Control*. Wiley-IEEE Press.
- [Padiyar, 2002] Padiyar, K. R. (2002). *Power System Dynamics: Stability and Control*. 2ª ed., Indian Institute of Science, Bangalore.
- [Stevenson, 1999] Stevenson Jr., W. D. (1999). *Análisis de sistemas de potencia*. 4ª ed., McGraw-Hill.
- [Herrera, 2022] Herrera Matamoros, D. G., & Canales Cedeño, J. N. (2022). *Análisis de estabilidad con sistemas multimáquina con alta penetración de generación eólica*. Proyecto Integrador, FIEC, Ecuador.
- [IEEE Std 399, 1998] IEEE. (1998). *IEEE Recommended Practice for Industrial and Commercial Power Systems Analysis*. IEEE Std 399-1997.
- [IEEE Std 2781, 2022] IEEE Power and Energy Society. (2022). *IEEE Guide for Load Modeling and Simulations for Power Systems*. IEEE Std 2781-2022.

- [Choi, 2014] Choi, B.-K., Chiang, H.-D., Li, Y., Li, H., Chen, Y.-T., Huang, D.-H., & Lauby, M. G. (2014). *Measurement-Based Dynamic Load Models: Derivation, Comparison, and Validation*. IEEE Transactions on Power Systems, 29(5), 2280–2288.
- [Arif, 2018] Arif, A., Wang, Z., Wang, J., Mather, B., Bashualdo, H., & Zhao, D. (2018). *Modelado de carga: una revisión*. IEEE Transactions on Smart Grid, 9(6), 5986–5999.
- [von Meier, 2014] von Meier, A. (2014). *Electric Power Systems: A Conceptual Introduction*. John Wiley & Sons.
- [IEEE Std 421.1, 2007] IEEE Power and Energy Society. (2007). *IEEE Standard Definitions for Excitation Systems for Synchronous Machines*. IEEE Std 421.1-2007.
- [Oscullo, 1996] Oscullo Lala, J. A. (1996). *Estudio de los sistemas de excitación de máquinas sincrónicas y su influencia en la estabilidad transitoria de sistemas eléctricos de potencia*. Quito: EPN. Disponible en: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/5962>.
- [Binnar, 2020] Binnar, R. (2020). *Analysis of Static Excitation System Models for Synchronous Machine*. International Journal of Engineering Research, 9. doi:10.17577/IJERTV9IS090027.
- [Anderson, 1995] Anderson, P. M. (1995). *Analysis of Faulted Power Systems*. IEEE Press. doi:10.1109/9780470545281.
- [Bautista, 2008] Bautista, R. L. (2008). *Análisis de corto circuito en sistemas eléctricos industriales*. Curso del Colegio de Ingenieros Mecánicos y Electricistas, A.C., México, D.F.
- [Izquierdo, 2002] Izquierdo Franco, J. (2002). *Estudios de flujos de potencia y análisis de fallas en sistemas eléctricos de distribución radial*. Tesis de licenciatura, UANL. Disponible en: <http://eprints.uanl.mx/5155/1/1020147516.PDF>.
- [Panesso, 2012] Panesso Hernández, A. F., & Mora Flórez, J. J. (2012). *Errores comunes en el uso de las componentes simétricas para la localización de fallas en sistemas de distribución de energía*. Ciencia et Technica, XVII (51), 15–22.
- [Chapra, 2007] Chapra, S. C., & Canale, R. P. (2007). *Métodos numéricos para ingenieros* (5ª ed.). McGraw-Hill.
- [Press, 2011] Press, W. H., Teukolsky, S. A., Vetterling, W. T., & Flannery, B. P. (2011). *Numerical Recipes: The Art of Scientific Computing* (3rd ed.). Cambridge University Press.

[ENTSO-E, 2020] ENTSO-E. (2020). *System Protection Schemes and Wide-Area Monitoring*. European Network of Transmission System Operators for Electricity.

[MathWorks, 2024] MathWorks. (2024). *PMU (PLL-Based Positive Sequence) in Kundur's Two-Area System*. Disponible en: <https://la.mathworks.com/help/releases/R2024a/sps/ug/pmu-pll-based-positive-sequence-kundur-s-two-area-system.html>. [Accedido: 21-jul-2024].

Apéndice A

Modelado de sistemas de excitación

Los modelos matemáticos de los sistemas de excitación son fundamentales para evaluar adecuadamente los requisitos operativos necesarios en el diseño y coordinación de circuitos de protección y control adicionales. Además, son cruciales para los estudios de estabilidad del sistema que se realizan en la planificación y operación de los sistemas de potencia [Kundur, 1994].

A.1 Sistema por unidad

El uso del sistema por unidad resulta fundamental en el análisis y modelado de los sistemas de excitación, ya que permite expresar las magnitudes eléctricas como tensiones, corrientes, potencias e impedancias en valores normalizados respecto a una base común. Esta normalización facilita la comparación entre distintos componentes del sistema eléctrico, independientemente de sus niveles nominales, y simplifica las ecuaciones que describen su comportamiento dinámico. En el caso particular de los sistemas de excitación, el empleo del sistema por unidad contribuye a una representación más clara y coherente de las variables de control, mejorando la precisión en la simulación y el análisis de la estabilidad transitoria. como se muestra en la figura A.1.

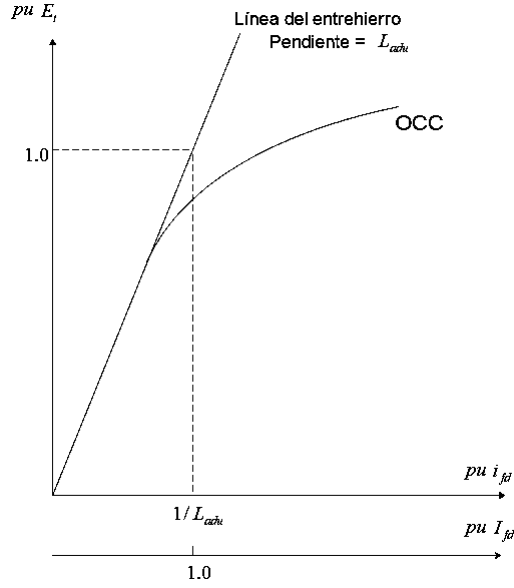


Figura A.1: Características del circuito abierto de la máquina síncrona.

La corriente de campo i_{fd} esta dada por

$$i_{fd} = \frac{1}{L_{ad}} p.u. \quad (A.1)$$

El voltaje de campo correspondiente es,

$$e_{fd} = R_{fd} i_{fd} = \frac{R_{fd}}{L_{adu}} p.u. \quad (A.2)$$

Se tiene el valor correspondiente de la corriente de salida del excitador I_{fd} es igual a 1 p.u., por consiguiente,

$$I_{fd} = L_{adu} i_{fd} \quad (A.3)$$

El voltaje de salida del excitador es,

$$E_{fd} = \frac{L_{adu}}{R_{fd}} e_{fd} \quad (A.4)$$

La conversión a por unidad se ilustra en la figura A.2.

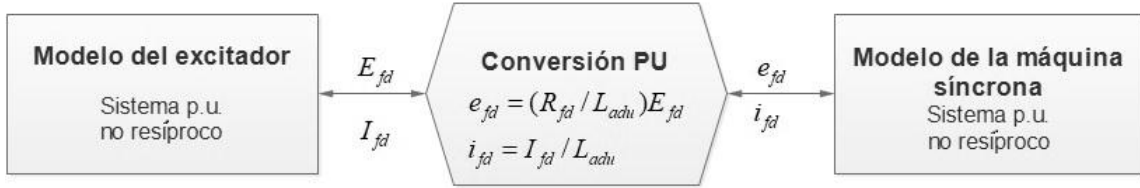


Figura A.2: Conversión por unidad en la interfaz entre el sistema de excitación y el circuito de campo de la máquina síncrona

A.1.1 Modelado de componentes del sistema de excitación

Amplificadores

Los amplificadores son de tipo magnético, rotante o electrónico, estos generalmente se caracterizan por una ganancia e incluir una constante de tiempo, estos tipos de amplificadores se representan en el diagrama de bloque de la Figura A.3 [Kundur, 1994] [IEEE Std 421.5, 2016].

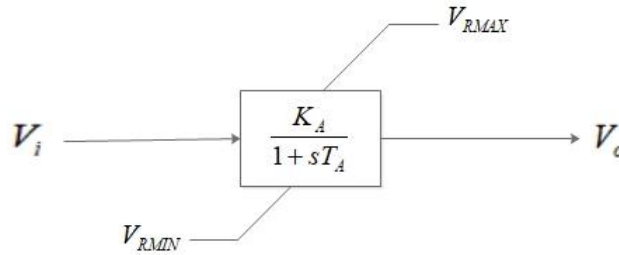


Figura A.3: Modelo amplificador

Se limita la señal de salida del amplificador por medio de la saturación o por límites de suministro de potencia; como límites V_{RMAX} y V_{RMIN} .

Los límites de salida de algunos amplificadores varían con el voltaje de las terminales del generador, ya que tienen el suministro desde los terminales o del bus auxiliar. En estos casos V_{RMAX} y V_{RMIN} cambian directamente con el voltaje E_t . La función de transferencia de un amplificador se muestra en la Figura A.4 .

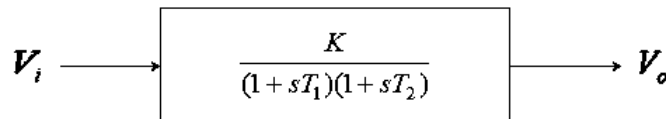


Figura A.4: Modelo amplidina

Límites internos y externos

En el modelado de sistemas de excitación se distinguen dos tipos de limitadores, donde uno tiene límites afuera del integrador y el otro a dentro del integrador conocidos en inglés como Windup y non-windup respectivamente. estos estan representados en las Figura A.5 y A.6 [Kundur, 1994] [IEEE Std 421.5, 2016].

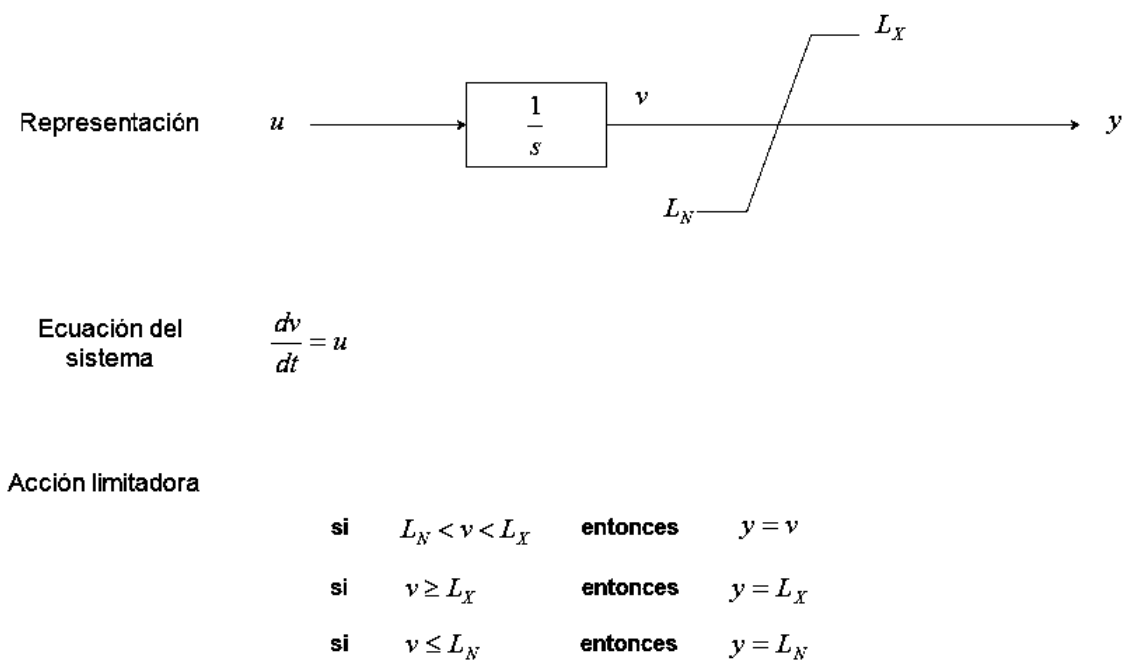


Figura A.5: (a) Integrador con límites windup

En los límites windup la variable v no se sujeta a límites y la variable de salida y se obtiene cuando la variable v entra a los límites establecidos. Con los límites non-windup la variable y es limitada, tan pronto como la entrada u cambia de signo.

La Figuras A.7 y A.8 muestran la diferencia de estos dos tipos de límites cuando se implementa una constante de tiempo .

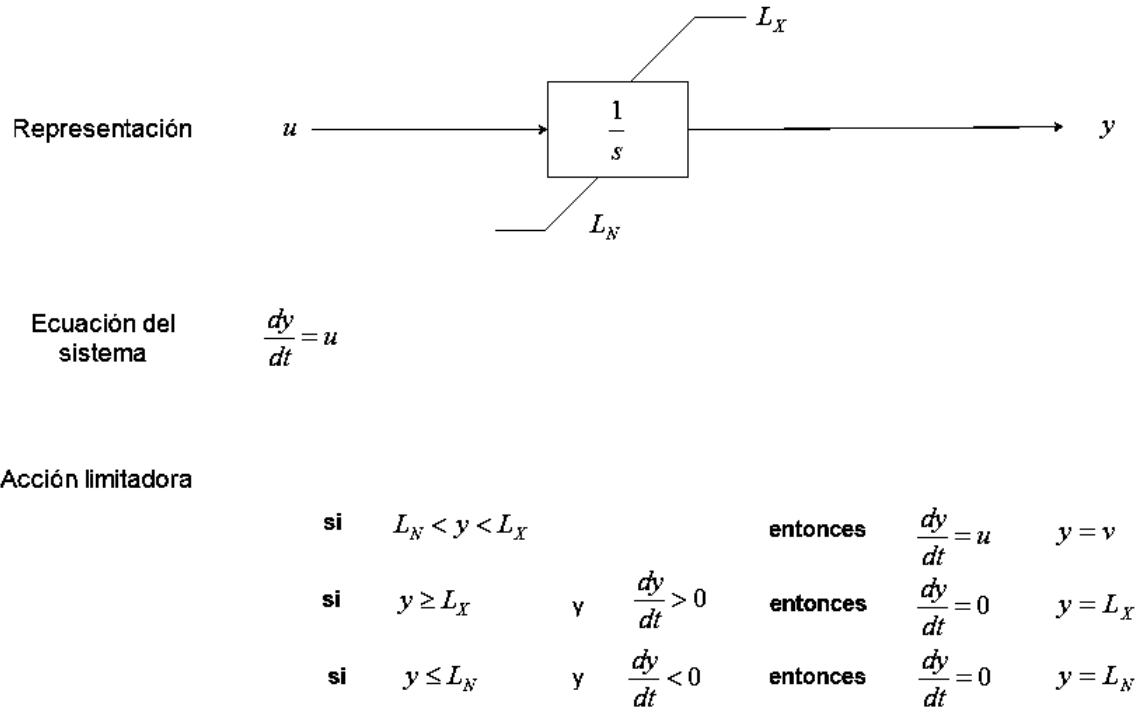


Figura A.6: (b) Integrador con límites non-windup

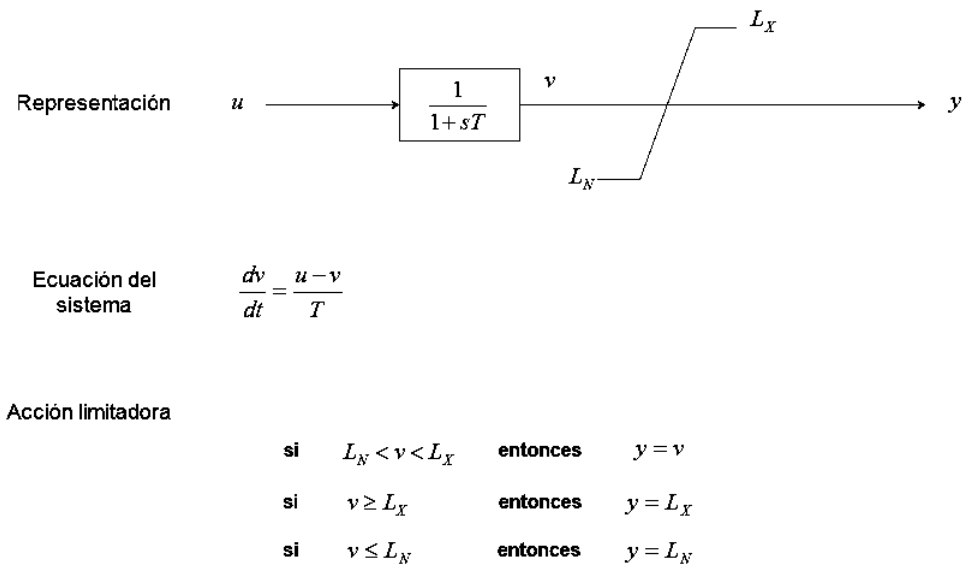


Figura A.7: (a) Bloque constante de tiempo único con límites windup

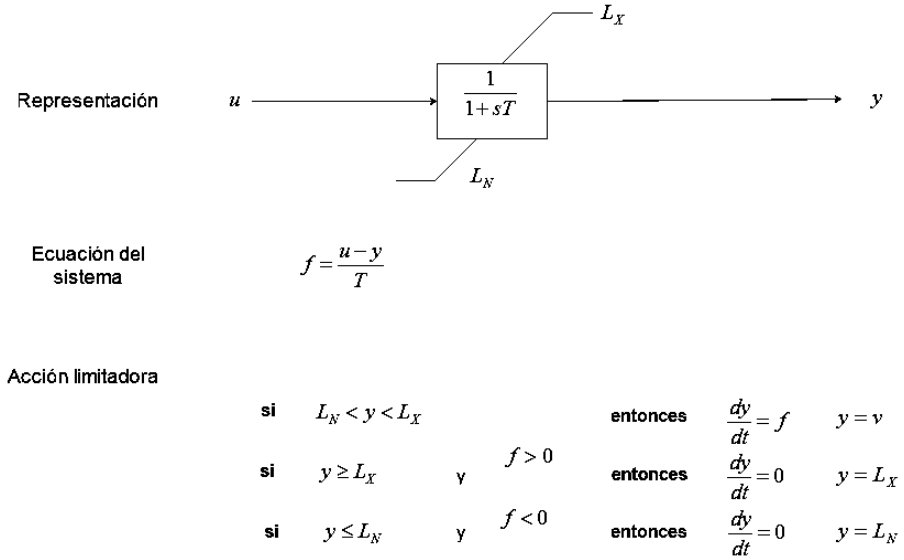


Figura A.8: (b) Bloque constante de tiempo único con límites windup non-windup

En la figura A.9 se muestra la limitador asociado con la incorporación de electrónica de las funciones de adelanto-atraso de fase.

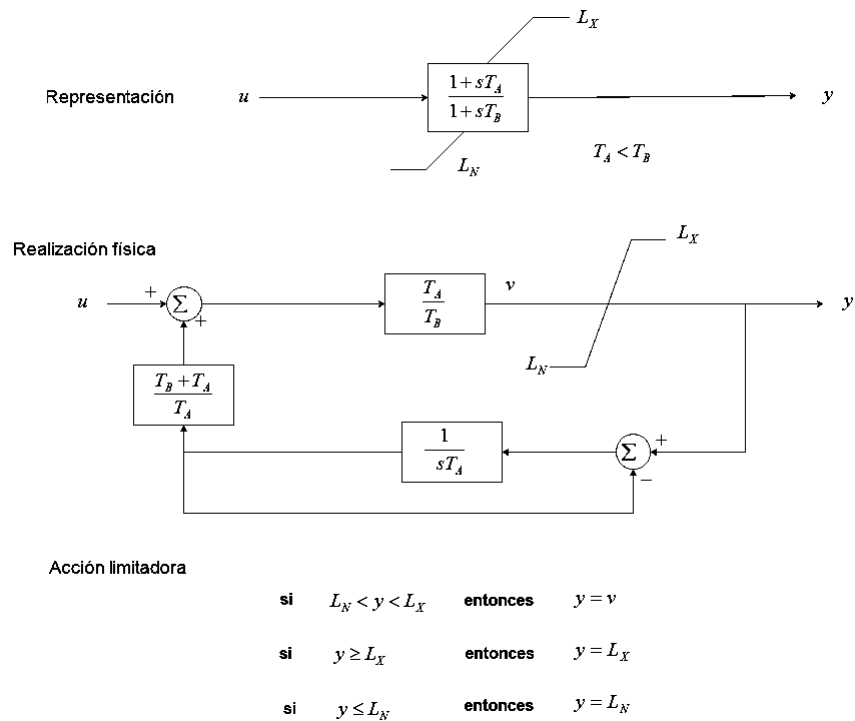


Figura A.9: Función de adelanto y retraso con límites non-windup

Función de disparo

Estos son utilizados cuando existen dos señales de entrada a las cuales se requiere un control. La Figura A.10 muestra las funciones de compuerta de valor bajo (LV) y valor alto (HV)[Kundur, 1994] [IEEE Std 421.5, 2016].

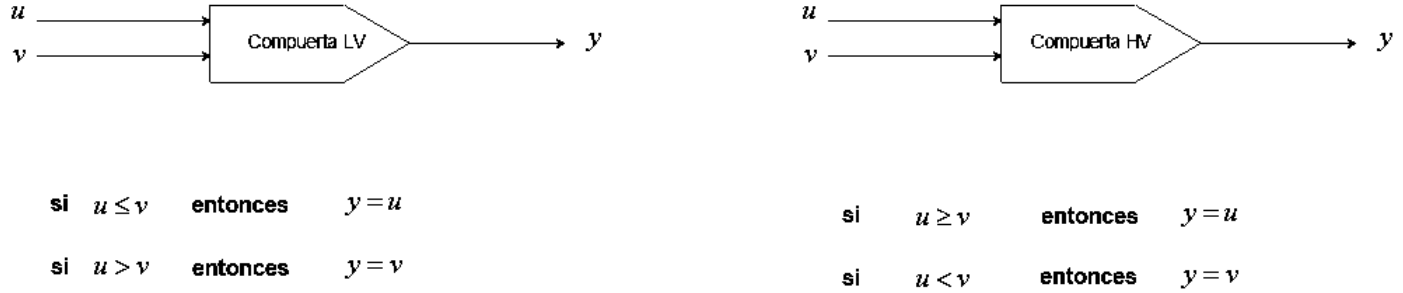


Figura A.10: Función de disparo.

Transductor de voltaje en terminales y compensador de carga

En la figura A.11 se representa el diagrama de bloque de estos elementos. Donde se destaca que tiene una constante de tiempo T_R , que representa la rectificación y el filtro de voltaje en terminales, los parámetros de compensador de carga se representan con R_C y X_C . Las variables de entrada E_t e I_t se encuentran en forma de fasores. Cuando no existe compensación de carga tanto V_{RMAX} como V_{RMIN} se consideran igual a cero. Al no utilizar el compensador de carga T_R es despreciable y $V_C = E_t$ [Kundur, 1994] [IEEE Std 421.5, 2016] [Oscullo, 1996].

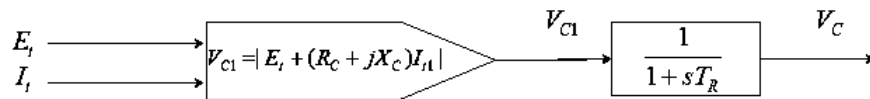


Figura A.11: Transductor de voltaje y compensador de carga.

Apéndice B

Modelado de fallas

En el sistema eléctrico, es posible que ocurra un evento que interfiera con el flujo normal de la corriente. Por lo que, se utiliza el estudio de fallas cuando se trata el diseño, la planificación y operación de los sistemas de potencia. La aparición de fallas en el sistema casi siempre son de naturaleza aleatoria, en donde, para un buen esquema que permita la detección de fallas y coordinación de protecciones se necesita tener muy en cuenta estos eventos [Kundur, 1994].

B.1 Tipos de falla

Durante la simulación de diversos tipos de fallas, usualmente no es necesario conocer los voltajes y corrientes de secuencia cero y negativa en todo el sistema. Sus efectos pueden ser representados mediante impedancias equivalentes Z_0 y Z_2 observadas desde el punto de falla F. Estas impedancias se incluyen adecuadamente dependiendo del tipo de falla efectiva Z_f en la red de secuencia positiva, tal como se muestra en la Figura B.1 [Kundur, 1994].

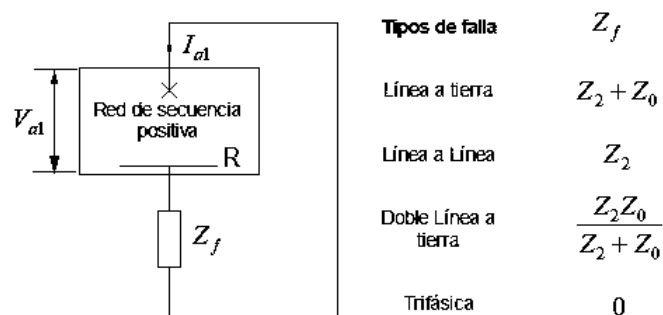


Figura B.1: Representación de fallas en estudios de estabilidad.

Esta representación proporciona los voltajes y corrientes correctos en la red de secuencia positiva. No se generan voltajes de secuencia cero y negativa en el sistema. Las corrientes de secuencia cero y negativa que fluyen durante las fallas desbalanceadas son alimentadas por fuentes de secuencia positiva.

B.1.1 Falla trifásica

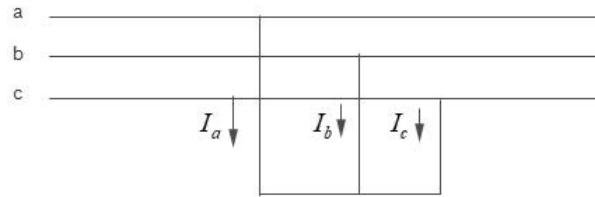


Figura B.2: Representación de una falla trifásica

Esta falla es importante por varias razones. Primero, a menudo es el tipo más severo y por lo tanto debe ser verificado para asegurar que los interruptores automáticos tengan una capacidad de interrupción adecuada. Segundo, es la falla más simple de determinar analíticamente y por lo tanto es la única calculada en algunos casos cuando falta información completa del sistema. Solamente existen componentes de secuencia positiva y el valor de cada una de ellas es igual a la magnitud de las corrientes de fase [Kundur, 1994] [Bautista, 2008].

$$I_1 = I_a \quad (\text{B.1})$$

$$a^2 I_1 = I_b \quad (\text{B.2})$$

$$a I_1 = I_c \quad (\text{B.3})$$

su representación esta dada como en la Figura B.3.

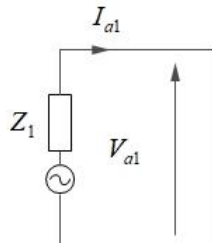


Figura B.3: 9 Redes de secuencia para falla trifásica

B.1.2 Falla trifásica a tierra

Este caso se representa como en la Figura B.4 , tiene una impedancia de falla Z_f por fase y todas aterrizadas por una impedancia Z_g [Anderson, 1995].

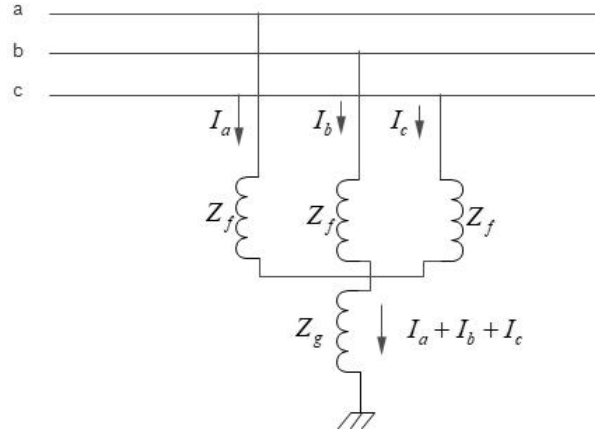


Figura B.4: 9 Representación para falla trifásica a tierra

La condiciones frontera son:

$$\begin{aligned} V_a &= (Z_f + Z_g)I_a + Z_g I_b + Z_g I_c \\ V_b &= Z_g I_a + (Z_f + Z_g)I_b + Z_g I_c \\ V_c &= Z_g I_a + Z_g I_b + (Z_f + Z_g)I_c \end{aligned} \quad (\text{B.4})$$

Al considerarse una condición balanceada para este tipo de fallas Z_f o Z_g puede ser cero, donde se puede aplicar una condición matricial, de la siguiente manera.

$$\begin{bmatrix} V_0 \\ V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} = T^{-1} \begin{bmatrix} (Z_f + Z_g) & Z_g & Z_g \\ Z_g & (Z_f + Z_g) & Z_g \\ Z_g & Z_g & (Z_f + Z_g) \end{bmatrix} T \begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} \quad (\text{B.5})$$

donde

$$\begin{bmatrix} V_0 \\ V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} (Z_f + 3Z_g) & 0 & 0 \\ 0 & Z_f & 0 \\ 0 & 0 & Z_f \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} \quad (\text{B.6})$$

Se obtienen las siguientes ecuaciones

$$V_0 = (Z_f + 3Z_g)I_0$$

$$V_1 = Z_f I_1 \quad (\text{B.7})$$

$$V_2 = Z_f I_2$$

Su representación esta dada en la Figura B.5.

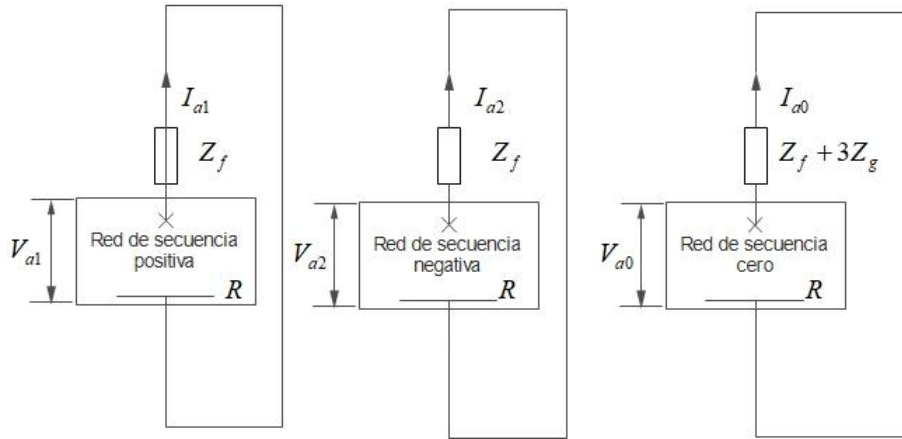


Figura B.5: Redes de secuencia para falla trifásica a tierra

Apéndice C

Métodos numéricos

En el análisis de estabilidad de sistemas eléctricos, se resuelven ecuaciones diferenciales ordinarias (EDO) no lineales con valores iniciales conocidos [Kundur, 1994] :

$$\frac{d\mathbf{x}}{dt} = f(\mathbf{x}, t) \quad (\text{C.1})$$

donde x es el valor de estado de n variables dependientes y t es la variable independiente (tiempo). Se trata de encontrar los valores $\mathbf{x}$ como una función de t mediante valores iniciales x_0 y t_0 .

C.1 Métodos Runge-Kutta

Estos tipos de métodos, permiten solucionar el producto de las series de Taylor, sin tener la necesidad de calcular derivadas de orden superior [Kundur, 1994][Chapra, 2007].

$$x_{n+1} = x_n + \phi(x_n, t_n, h)h \quad (\text{C.2})$$

donde $\phi(x_n, t_n, h)$ se le conoce como función de incremento, esta se puede tomar como una pendiente respectiva en el intervalo y h es el tamaño del paso (respecto al tiempo este es igual a Δ_t).

La función de incremento se describe como:

$$\phi = a_1k_1 + a_2k_2 + \cdots + a_nk_n \quad (\text{C.3})$$

donde a es constante y k es

$$k_1 = f(x_n, y_n) \quad (\text{C.4})$$

$$k_2 = f(x_n + p_1h, t_n + q_{11}k_1h) \quad (\text{C.5})$$

$$k_3 = f(x_n + p_2h, t_n + q_{21}k_1h + q_{22}k_2h) \quad (\text{C.6})$$

$$\vdots$$

$$k_i = f(x_n + p_{i-1}h, t_n + q_{i-1,1}k_1h + q_{i-1,2}k_2h + \cdots + q_{i-1,i-1}k_{i-1}h) \quad (\text{C.7})$$

Donde p y q son constantes, Mientras k es una evaluación funcional, esta recurrencia hace eficaz a los Métodos Runge-Kutta.

C.1.1 Método de segundo orden

Si se toma en cuenta

$$\frac{dx}{dt} = f(x, t) \quad (\text{C.8})$$

Para x en $t = t_0 + \Delta t$ es

$$x_1 = x_0 + \delta x = x_0 + \frac{k_1 + k_2}{2}$$

También las constantes $a = 1/2$ y $p_1 = q_1 = 1$, una formula general que da el valor x para el paso $(b + 1)$ es

$$x_{n+1} = x_n + \left(\frac{k_1 + k_2}{2} \right) \Delta t \quad (\text{C.9})$$

donde

$$k_1 = f(x_n, t_n)$$

$$k_2 = f(x_n + k_1, t_n + \delta t)$$

Este método es equivalente a términos de segundo y tercer derivada de la serie de Taylor. El error esta en el orden Δt^3

C.1.2 Método de Runge-Kutta de cuarto orden

EL método clásico de Runge-Kutta de cuarto orden de la formula general para el valor x en un paso de $(n + 1)$ esta dado por [Kundur, 1994][Chapra, 2007]:

$$x_{n+1} = x_n + \frac{1}{6}(k_1 + 2k_2 + 2k_3 + k_4) \quad (\text{C.10})$$

donde

$$\begin{aligned}
k_1 &= f(x_n, t_n) \Delta t \\
k_2 &= f\left(x_n + \frac{k_1}{2}, t_n + \frac{\Delta t}{2}\right) \Delta t \\
k_3 &= f\left(x_n + \frac{k_2}{2}, t_n + \frac{\Delta t}{2}\right) \Delta t \\
k_4 &= f(x_n + k_3, t_n + \Delta t) \Delta t
\end{aligned}$$

La interpretación física de la solución es

$k - 1$ = (pendiente al principio del paso de tiempo) δt

$k - 2$ = (primera aproximación a la pendiente en la mitad del paso) δt

$k - 3$ = (segunda aproximación a la pendiente en la mitad del paso) δt

k_4 = (pendiente al final de paso) δt

C.1.3 Método adaptativo de Runge-Kutta

Existen algoritmos, que permiten ajustar automáticamente el tamaño de paso, para no tener la limitación de un tamaño de paso constante. La implementación de estos procedimientos, requiere la estimación de un error de truncamiento local (esto se refiere al error introducido en cada paso individual del método que se utiliza para avanzar a el siguiente punto), este error estimado, permitirá tener una base para aumentar o disminuir el tamaño de paso [Chapra, 2007].

El método adaptativo de Runge-Kutta consiste en realizar dos veces cada paso de integración, primero con un solo paso grande y luego con dos pequeños pasos como se muestra en la Figura C.1. la cual permite ver que cada uno de los tres pasos separados tiene 4 evaluaciones, pero se tiene un mismo punto de partida, por lo que, serian 11 evaluaciones en total.

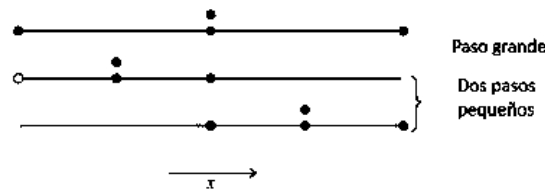


Figura C.1

La diferencia entre los resultados permite estimar el error de truncamiento local, si x_1 representa la predicción con un solo paso y x_2 , la predicción con dos medios pasos el error Δ se representa como:

$$\Delta = x_2 - x_1 \quad (\text{C.11})$$

Además también permite corregir la predicción de x_2 . En la versión de Runge-Kutta de cuarto orden, tiene una corrección de exactitud de quinto orden.

$$x_2 \leftarrow x_2 + \frac{\Delta}{15} \quad (\text{C.12})$$

C.1.4 Método Runge-Kutta de quinto orden (Dormand-Prince)

Este método numérico permite resolver un Runge-Kutta de quinto orden y control adaptativo del tamaño del paso. La forma general de este método se da a continuación [Press, 2011].

$$\begin{aligned} k_1 &= hf(x_n, t_n) \\ k_2 &= hf(x_n + a_{21}k_1, t_n + c_2h) \\ k_3 &= hf(x_n + a_{31}k_1 + a_{32}k_2, t_n + c_3h) \\ k_4 &= hf(x_n + a_{41}k_1 + a_{42}k_2 + a_{43}k_3, t_n + c_4h) \\ k_5 &= hf(x_n + a_{51}k_1 + a_{52}k_2 + a_{53}k_3 + a_{54}k_4, t_n + c_5h) \\ k_6 &= hf(x_n + a_{61}k_1 + a_{62}k_2 + a_{63}k_3 + a_{64}k_4 + a_{65}k_5, t_n + c_6h) \end{aligned}$$

$$x_{n+1} = x_n + b_1k_1 + b_2k_2 + b_3k_3 + b_4k_4 + b_5k_5 + b_6k_6 + \mathcal{O}(h^6) \quad (\text{C.13})$$

Es la aproximación para calcular el método de cuarto orden de Runge-Kutta para poder implementar el método adaptativo

$$x_{n+1}^* = x_n + b_1^*k_1 + b_2^*k_2 + b_3^*k_3 + b_4^*k_4 + b_5^*k_5 + b_6^*k_6 + \mathcal{O}(h^5) \quad (\text{C.14})$$

La estimación del error de las ecuaciones de cuarto y quinto orden es

$$\Delta = x_{n+1} - x_{n+1}^* = \sum_{i=1}^6 (b_i - b_i^*)k_i \quad (\text{C.15})$$

En la tabla se muestran los valores de las diversas constantes.

Para mantener el error en límites deseados, se requiere el ajuste del tamaño de paso se requiere

Tabla C.1: Parámetros de Dormand-Prince para el Método de Runge-Kutta

i	c_i	a_{i1}	a_{i2}	a_{i3}	a_{i4}	a_{i5}	a_{i6}	b_i	b_i^*
1	$\frac{1}{5}$							$\frac{35}{384}$	$\frac{5179}{57600}$
2	$\frac{3}{10}$	$\frac{3}{40}$	$\frac{9}{40}$					0	0
3	$\frac{4}{5}$	$\frac{44}{45}$	$-\frac{56}{15}$	$\frac{32}{9}$				$\frac{500}{1113}$	$\frac{7571}{16695}$
4	$\frac{8}{9}$	$\frac{19372}{6561}$	$-\frac{25360}{2187}$	$\frac{64448}{6561}$	$-\frac{212}{729}$			$\frac{125}{192}$	$\frac{393}{640}$
5	1	$\frac{9017}{3168}$	$-\frac{355}{33}$	$\frac{46732}{5247}$	$\frac{49}{176}$	$-\frac{5103}{18656}$		$-\frac{2187}{6784}$	$-\frac{92097}{339200}$
6	1	$\frac{35}{384}$	0	$\frac{500}{1113}$	$\frac{125}{192}$	$-\frac{2187}{6784}$	$\frac{11}{84}$	$\frac{11}{84}$	$\frac{187}{2100}$
7		$\frac{35}{384}$	0	$\frac{500}{1113}$	$\frac{125}{192}$	$-\frac{2187}{6784}$	$\frac{11}{84}$	0	$\frac{1}{40}$
$j =$		1	2	3	4	5	6		

$$|\Delta| = |x_{n+1} - x_{n+1}^*| \leq \text{escala} \quad (\text{C.16})$$

donde

$$\text{escala} = \text{atol} + |x| \text{rtol} \quad (\text{C.17})$$

Se tiene *atol* como tolerancia de error absoluto y *rtol* como tolerancia de error relativa.

Como Δ en realidad es un vector de errores deseados, se tiene que para cada ecuación en el conjunto de EDOs hay una Δ_i . Entonces, aunque *atol* y *rtol* sean diferentes para cada componente de x , se toman como constantes. Se obtiene.

$$\text{err} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=0}^{N-1} \left(\frac{\Delta_i}{\text{scale}_i} \right)^2} \quad (\text{C.18})$$

donde

err es el error de escalado total (se utiliza para ver si el valor de paso de integración es aceptable o no, si $\text{err} \leq 1$, se acepta de lo contrario se rechaza. N es el número de ecuaciones en el sistema de EDOs. $\left(\frac{\Delta_i}{\text{scale}_i} \right)$ representa al valor de error normalizado o escalado.

El error escalado y el paso de integración h se relacionan, si se tiene en cuenta las ecuaciones C.13 y C.14 donde Δ escala h^5 por lo que el error *err* también. Si se da un paso h_1 y se produce un error err_1 , por lo tanto, el paso h_0 que habría dado algún otro valor err_0 se estima fácilmente como

$$h_0 = h_1 \left| \frac{err_0}{err_1} \right|^{1/5} \quad (C.19)$$

Si el err_1 es mayor a 1, se tiene que disminuir el paso, mientras que si es menor la ecuación indicará cuanto se puede aumentar.

Se recomienda ajustar los valores de $atol = 0$ y $rtol = \epsilon$, donde ϵ es un valor muy pequeño alrededor de 10^{-6} .

El control de error que se describe es local, pero se ocupa tener el control de manera global por lo que se puede establecer de la siguiente manera

$$escala = \epsilon h \times dydx[i] \quad (C.20)$$

Se puede lograr un control del error global si se modifica el paso de integración en el error local debido a que las estimaciones de error no son exactas se sugiere que se introduzca un factor de seguridad un poco menor a la unidad. Reemplazando los subíndices $1 \rightarrow n$ y $0 \rightarrow n + 1$, además de tomar en cuenta $err_0 = 1$, se tiene

$$h_{n+1} = Sh_n \left(\frac{1}{err_n} \right)^{1/5} \quad (C.21)$$

Componentes del simulador Matlab/Simulink®

Modelo de una máquina síncrona trifásica parámetros estándar en unidades p.u.

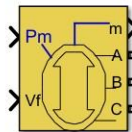


Figura C.2: Modelo de una máquina síncrona trifásica parámetros estándar en unidades p.u.

Modelo para simular el comportamiento de un generador síncrono de rotor liso con polos salientes en unidades p.u. es representado por un modelo de espacio de estado de sexto orden.

El modelo caracteriza los devanados del estator, de campo y amortiguador. Representado en el circuito equivalente de marco de referencia del rotor (componentes dqo). Se especifican los parámetros estándar (parámetros operativos) como reactancias en estado estable, transitorio, subtransitorio y constantes de tiempo, potencia nominal, voltaje, etc. También se utilizan parámetros para la realización de flujos de potencia donde se utiliza la herramienta del bloque Powergui, esto para la inicialización del modelo.

Sistema de excitación



Figura C.3: Sistema de excitación

Este bloque comprende el modelo de un excitador conmutador de corriente continua por campo y regulador de voltaje de acción continua. tal como se describe en la sección 3.7.1.

Este sistema cuenta con la siguiente función de transferencia entre el regulador e_f y el voltaje de el excitador E_{fd} .

$$\frac{V_{fd}}{e_f} = \frac{1}{Ke + sTe}.$$

Cuenta con un filtro pasa bajas, ganancia del regulador y constante de tiempo, además de excitador, ganancia transitoria y ganancia de filtro de amortiguamiento.

Turbina de vapor y gobernador

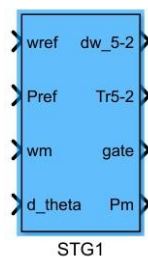


Figura C.4: Turbina de vapor y gobernador.

El bloque de turbina implementa un motor primario de vapor compuesto en tandem completo, turbina de cuatro etapas y eje con cuatro masas.

El sistema de control de velocidad se compone de regulador proporcional, rele de velocidad y un servomotor con apertura de compuerta.

Las etapas de la turbina de motor consta la primera de la cámara de vapor y las demás de recalentadores o turbería de cruce.

Transformador trifásico

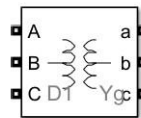


Figura C.5: Transformador trifásico.

Este bloque consta de tres transformadores monofásicos, si no se especifican los flujos, los valores iniciales se ajustan automáticamente, para que la simulación comience en estado estable.

Líneas

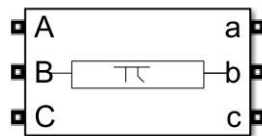


Figura C.6: Líneas.

El bloque implementa el modelo PI trifásico con parámetros agrupados. donde los parámetros R, L y C, se especifican en secuencia positiva y cero, teniendo en cuenta los acoplamientos inductivos y capacitivos, entre los tres conductores, así como parámetros de tierra.

Carga RLC

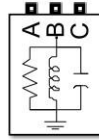


Figura C.7: Carga RLC.

El bloque implementa una carga positiva equilibrada trifásica RLC en paralelo.

Flujos de potencia



Figura C.8: Flujos de potencia.

Es utilizado para especificar las ubicaciones y parámetros de los buses o nodos, para resolver el estudio de flujos de potencia.

Línea con parámetros distribuidos

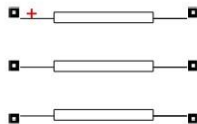


Figura C.9: Línea con parámetros distribuidos.

El bloque consiste en un modelo de parámetros distribuidos de N fases. Se basa en el método de onda viajera.

Powergui



Figura C.10: Powergui.

Bloque que permite seleccionar el tipo de método de solución del circuito ya sea continuo, discretización y solución fasorial. También abre la herramienta para el análisis de resultados de simulación y de estado estable y para el diseño avanzado de parámetros.

Falla trifásica

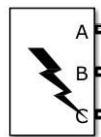


Figura C.11: Falla trifásica.

El bloque de falla trifásica simula un disyuntor trifásico cuyo control de apertura y cierre puede gestionarse mediante una señal externa o un temporizador interno (modo de control interno). Utiliza tres interruptores individuales para programar diferentes tipos de fallas: fase a fase, fase a tierra o combinaciones de ambas.

Breaker trifásico

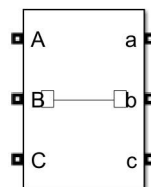


Figura C.12: Breaker trifásico.

El bloque Interruptor Trifásico implementa un interruptor trifásico donde los tiempos de apertura y cierre pueden ser controlados ya sea desde una señal externa o modo de control interno.

Luis Angel Esquivel Saenz

ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA INTERÁREA EN REDES ELÉCTRICAS MEDIANTE SISTEMAS DE.pdf

 Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo

Detalles del documento

Identificador de la entrega

trn:oid:::3117:525792961

Fecha de entrega

10 nov 2025, 8:01 a.m. GMT-6

Fecha de descarga

10 nov 2025, 8:08 a.m. GMT-6

Nombre del archivo

ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA INTERÁREA EN REDES ELÉCTRICAS MEDIANTE SISTEMASpdf

Tamaño del archivo

6.2 MB

146 páginas

30.046 palabras

159.101 caracteres

14% Similitud general

El total combinado de todas las coincidencias, incluidas las fuentes superpuestas, para ca...

Filtrado desde el informe

- Texto citado
- Texto mencionado
- Coincidencias menores (menos de 10 palabras)

Fuentes principales

- 13%  Fuentes de Internet
- 3%  Publicaciones
- 0%  Trabajos entregados (trabajos del estudiante)

Marcas de integridad

N.º de alerta de integridad para revisión

-  **Caracteres reemplazados**
299 caracteres sospechosos en N.º de páginas
Las letras son intercambiadas por caracteres similares de otro alfabeto.

Los algoritmos de nuestro sistema analizan un documento en profundidad para buscar inconsistencias que permitirían distinguirlo de una entrega normal. Si advertimos algo extraño, lo marcamos como una alerta para que pueda revisarlo.

Una marca de alerta no es necesariamente un indicador de problemas. Sin embargo, recomendamos que preste atención y la revise.

Formato de Declaración de Originalidad y Uso de Inteligencia Artificial

Coordinación General de Estudios de Posgrado
Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo



A quien corresponda,

Por este medio, quien abajo firma, bajo protesta de decir verdad, declara lo siguiente:

- Que presenta para revisión de originalidad el manuscrito cuyos detalles se especifican abajo.
- Que todas las fuentes consultadas para la elaboración del manuscrito están debidamente identificadas dentro del cuerpo del texto, e incluidas en la lista de referencias.
- Que, en caso de haber usado un sistema de inteligencia artificial, en cualquier etapa del desarrollo de su trabajo, lo ha especificado en la tabla que se encuentra en este documento.
- Que conoce la normativa de la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo, en particular los Incisos IX y XII del artículo 85, y los artículos 88 y 101 del Estatuto Universitario de la UMSNH, además del transitorio tercero del Reglamento General para los Estudios de Posgrado de la UMSNH.

Datos del manuscrito que se presenta a revisión		
Programa educativo	Maestría en Ciencias en Ingeniería Eléctrica	
Título del trabajo	ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA INTERÁREA EN REDES ELÉCTRICAS MEDIANTE SISTEMAS DE EXCITACIÓN CONVENCIONAL Y MEJORADO TIPO TSEC	
	Nombre	Correo electrónico
Autor/es	Ing. Luis Angel Esquivel Saenz	2146668d@umich.mx
Director	Dr. J. Aurelio Medina Ríos	aurelio.medina@umich.mx
Codirector		
Coordinador del programa	Dr. Norberto García Barriga	norberto.garcia@umich.mx

Uso de Inteligencia Artificial		
Rubro	Uso (sí/no)	Descripción
Asistencia en la redacción	Sí	Utilizado para analizar el grado de perfeccionamiento de una idea y, mediante mis propios recursos, optimizarla.

Formato de Declaración de Originalidad y Uso de Inteligencia Artificial

Coordinación General de Estudios de Posgrado
Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo



Uso de Inteligencia Artificial		
Rubro	Uso (sí/no)	Descripción
Traducción al español	Sí	Usado para facilitar la comprensión de artículos científicos
Traducción a otra lengua	Sí	Empleado para la redacción del abstract
Revisión y corrección de estilo	No	
Análisis de datos	No	
Búsqueda y organización de información	No	
Formateo de las referencias bibliográficas	No	
Generación de contenido multimedia	No	
Otro	No	

Datos del solicitante	
Nombre y firma	Ing. Luis Angel Esquivel Saenz
Lugar y fecha	Morelia, Michoacán a 7 de noviembre 2025