

INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA
MECÁNICA Y ELÉCTRICA**

**SECCIÓN DE ESTUDIOS
DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN**

**MODELO DEL GENERADOR SÍNCRONO CON
APLICACIÓN A SIMULADORES DE OPERACIÓN DE
CENTRALES DE GENERACIÓN**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:

**MAESTRO EN CIENCIAS
CON ESPECIALIDAD EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

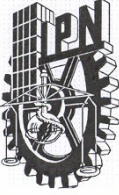
PRESENTA

JORGE MANUEL GARCÍA GARCÍA



MÉXICO D. F.

Enero 2004



INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL
COORDINACION GENERAL DE POSGRADO E INVESTIGACION

ACTA DE REVISION DE TESIS

En la Ciudad de México, D. F. siendo las 13:00 horas del día 14 del mes de Noviembre del 2003 se reunieron los miembros de la Comisión Revisora de Tesis designada por el Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de la E. S. I. M. E. para examinar la tesis de grado titulada:

“MODELO DEL GENERADOR SINCRONO CON APLICACION A SIMULADORES DE OPERACION DE CENTRALES DE GENERACION”

Presentada por el alumno:

GARCIA

GARCIA

JORGE MANUEL

Apellido paterno

materno

nombre(s)

Con registro:

0	1	1	0	8	2
---	---	---	---	---	---

Aspirante al grado de:

MAESTRO EN CIENCIAS

Después de intercambiar opiniones los miembros de la Comisión manifestaron **SU APROBACION DE LA TESIS**, en virtud de que satisface los requisitos señalados por las disposiciones reglamentarias vigentes.

LA COMISION REVISORA

Director de tesis

M. EN C. SAUL RODRIGUEZ LOZANO

DR. DANIEL OLGUIN SALINAS

DR. RAUL VELASQUEZ SANCHEZ

DR. JAIME ROBLES GARCIA

DR. DAVID ROMERO ROMERO

M. EN C. TOMAS T. ASIAIN OLIVARES

EL PRESIDENTE DEL COLEGIO

DR. FLORENCIO SANCHEZ SILVA



SECCION DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACION

Agradecimientos

Al Instituto de Investigaciones Eléctricas y al Instituto Politécnico Nacional por esta oportunidad de superación.

Mi reconocimiento a mis asesores el Dr. David Romero Romero y el M.C. Saúl Rodríguez Lozano, gracias por compartir su conocimiento y experiencia.

A las autoridades del Instituto de Investigaciones Eléctricas por el apoyo brindado. En particular al Dr. Salvador González Castro y al Dr. Eduardo Gleason García, muchas gracias.

A la Ing. Teresa Ruiz por toda la ayuda recibida en la edición de este documento.

Dedicatoria

A Dios y a mi familia.

RESUMEN

En este trabajo se presenta la implementación en un programa de simulación digital de un modelo de máquina síncrona con características específicas para reproducir y analizar los comportamientos del generador desde el punto de vista de operación de una central de generación. El modelo completo incluye además de un modelo de máquina síncrona de polos lisos, un modelo de sistema de control de excitación estático, un modelo simplificado de turbina térmica sin recalentador con su control y un equivalente de Thevenin del sistema de potencia que se conecta al generador en un esquema de máquina-bus infinito.

El modelo tiene como propósito usarse en aplicaciones existentes y futuras, relacionadas con el área de simuladores de entrenamiento de personal de operación de centrales de generación. Para ello cubre un amplio grupo de comportamientos requeridos para mejorar e incorporar nuevos escenarios de entrenamiento. La lista de comportamientos simulados incluye: saturación, magnetismo remanente, efecto de la velocidad mecánica sobre el voltaje, pérdida de campo, sincronización fuera de fase, motorización con campo, motorización sin campo, aislamiento del generador del sistema de potencia y otros. Además durante la evolución de algunos de estos comportamientos se tienen transiciones del modelo de generador síncrono a: motor síncrono, generador de inducción y motor de inducción.

Adicionalmente el trabajo incluye una interfase para pruebas fuera de línea del modelo. Esta interfase, programada en el lenguaje de Matlab, permite resolver numéricamente el modelo con alguno de los siguientes cuatro métodos: Euler, Predictor-Corrector, Runge-Kutta 4° orden o Runge-Kutta-Gill. Con esta interfase se pueden capturar los parámetros y curvas de operación de un determinado generador, se puede inicializar el modelo en cualquier punto de operación válido, se pueden aplicar ocho perturbaciones en vacío y once con carga y se pueden visualizar los resultados en forma de gráficas de respuesta temporal y en forma de diagramas fasoriales.

Para confirmar la validez de los resultados obtenidos con este modelo, el trabajo reporta la comparación contra comportamientos de referencia tomados de dos centrales de generación reales y de un trabajo de simulación muy reconocido. Los comportamientos simulados fueron muy aceptables debido a que reproducen fielmente la mayoría de los comportamientos tomados como referencia.

ABSTRACT

This work presents the implementation of a synchronous machine model into a program of digital simulation. It reproduces and analyzes the generator performance from the point of view of a power station operation. The complete model includes the following components: a round rotor synchronous machine model, a static excitation system model, a simplified thermal turbine model with its control but without superheater, and finally an equivalent Thevenin's circuit for a power system which is connected to the generator in a machine-infinite bus configuration.

The model has the purpose of being used in existing and future applications related to power station operator training simulators. The model needs to cover a wide range of generator performance to improve and to incorporate new training scenarios. This specific simulated performances includes the following phenomena: saturation, residual magnetism, effect of the mechanical speed on the voltage, loss of field, out of phase synchronization, motorization with field, motorization without field, isolation of the generator of the power system among others. In addition, during the evolution of several of these performances the model might change from a synchronous generator to a synchronous motor, an induction generator or also an induction motor.

Finally, the work includes an interface for off-line tests. This interface that has been programmed in Matlab allows to numerically solve the model using some of the following methods: Euler, Predictor-Corrector, Runge-Kutta 4th order or Runge-Kutta-Gill. With this interface the specific power station parameters and operation charts can be captured. The model also can be initialized in any point of valid operation; eight disturbances at no load and eleven with load can be applied. Not only the results can be viewed as a time response graphs but also as a phasor diagrams.

In order to confirm the model validation, a comparison against reference responses was carried out. These reference responses were taken from measured responses of two actual power stations and also of a very well recognized simulation work. Very good agreement between tendencies was obtained in most of the cases.

2.2 Intervalo de validez.....	15
2.3 Interacciones.....	18
2.3.1 Modelo del sistema de control de excitación	19
2.3.2 Modelo de la turbina y gobernador de turbina	20
2.3.3 Modelo de la red eléctrica	21
CAPÍTULO TRES.- PROGRAMA DE SIMULACIÓN DIGITAL	22
3.1 Generalidades	22
3.2 Parámetros	23
3.3 Condición inicial.....	26
3.4 Perturbaciones.....	27
3.5 Control de la simulación.....	28
3.6 Ciclo de Simulación.....	29
3.7 Ciclo de solución del modelo.....	29
3.8 Registro histórico de resultados.....	31
3.9 Visualización.....	31
3.10 Modelo matemático.....	33
CAPÍTULO CUATRO.- RESULTADOS Y ANÁLISIS DE LAS PRUEBAS	34
4.1 Generalidades de las pruebas.....	34
4.2 Validación de resultados.....	34
4.3 Pruebas que parten de la condición de operación en vacío.....	37
4.3.1 Excitación del campo del generador	38
4.3.2 Desexcitación del campo del generador	40
4.3.3 Escalones de tensión	41
4.3.4 Sincronización normal	43
4.3.5 Sincronización fallada	46
4.3.6 Disparo de turbina en vacío	49
4.4 Pruebas que parten de la condición de operación con carga.....	51
4.4.1 Toma de carga.....	51
4.4.2 Escalones de reactivos	53
4.4.3 Corto circuito	57
4.4.4 Pérdida de campo	59
4.4.5 Rechazo de carga	61

4.4.6 Aislamiento del generador	63
4.4.7 Motorización con campo	65
4.4.8 Motorización sin campo	67
4.5 Análisis de resultados.....	69
4.5.1 Análisis de fenómenos magnéticos	69
4.5.2 Análisis del efecto de las variaciones de velocidad sobre el voltaje	70
4.5.3 Análisis del funcionamiento como máquina de inducción.....	71
4.5.4 Análisis del funcionamiento como motor	72
CAPÍTULO CINCO.- CONCLUSIONES	73
5.1 Conclusiones.....	73
5.2 Trabajos futuros.....	75
5.3 Aportaciones.....	76
REFERENCIAS.....	77
APÉNDICE A.- MODELO DE SATURACIÓN Y MAGNETISMO REMANENTE	83
APÉNDICE B.- DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE LAS FUNCIONES QUE INTEGRAN LA INTERFASE DE PRUEBAS	89
APÉNDICE C.- PROGRAMA EN MATLAB DE LA VENTANA DE CAPTURA DE PARÁMETROS	90
APÉNDICE D.- PROGRAMA EN MATLAB DEL MODELO MATEMÁTICO DEL GENERADOR Y LOS MODELOS DE INTERACCIÓN ...	93

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1	Bandas de frecuencia de diferentes fenómenos dinámicos.....	16
Figura 2.2	Límites en la carta de operación.....	17
Figura 2.3	Diagrama de las variables de interacción.	19
Figura 2.4	Esquema del sistema a simular.....	19
Figura 2.5	Modelo del sistema de control de excitación tipo estático.	20
Figura 2.6	Modelo del turbina térmica y gobernador.....	21
Figura 2.7	Modelo de la red del sistema potencia.....	21
Figura 3.1	Diagrama de flujo del programa de simulación digital.	23
Figura 3.2	Ventana de captura de parámetros.	24
Figura 3.3	Captura de la carta de operación del generador.....	25
Figura 3.4	Selección de condición inicial desde la carta de operación del generador.....	27
Figura 3.5	Selección de condición inicial desde la curva de saturación a circuito abierto.....	28
Figura 3.6	Selección de perturbaciones para una condición de carga.....	30
Figura 3.7	Ventana de control de simulación.	31
Figura 3.8	Gráficas de respuesta temporal ante un escalón de reactivos positivo de 0.6 pu.....	32
Figura 3.9	Diagramas fasoriales antes y después de un escalón de reactivos positivo.....	33
Figura 4.1	Excitación de campo de generador con excitación inicial y con magnetismo remanente.	39
Figura 4.2	Desexcitación de campo de generador con saturación y sin saturación. .	41
Figura 4.3	Escalón de tensión negativo de 20 %.....	42
Figura 4.4	Escalón de tensión positivo de 20 %.....	43
Figura 4.5	Sincronización normal del generador al sistema de potencia, “variables de operación con carga”.	44
Figura 4.6	Sincronización normal del generador al sistema de potencia, “variables de operación en vacío”.	45
Figura 4.7	Sincronización 30° fuera de fase del generador al sistema de potencia, “variables de operación con carga”.	47

Figura 4.8 Sincronización 30° fuera de fase del generador al sistema de potencia, “variables de operación en vacío”.....	47
Figura 4.9 Sincronización del generador al sistema de potencia con diferencia de 0.02 pu en las magnitudes de los voltajes, “variables de operación con carga”.....	48
Figura 4.10 Sincronización del generador al sistema de potencia con diferencia de 0.02 pu en las magnitudes de los voltajes, “variables de operación en vacío”.	49
Figura 4.11 Disparo de turbina en vacío.	51
Figura 4.12 Toma de carga de 5 a 100% de potencia a una razón constante de 5% cada minuto, “variables de operación con carga”.....	52
Figura 4.13 Toma de carga de 5 a 100% de potencia a una razón constante de 5% cada minuto, “variables de operación en vacío”.....	53
Figura 4.14 Escalón de reactivos negativo de 0.2 pu, “variables de operación con carga”.....	54
Figura 4.15 Escalón de reactivos negativo de 0.2 pu, “variables de operación en vacío”.	55
Figura 4.16 Escalón de reactivos positivo de 0.2 pu, “variables de operación con carga”.....	56
Figura 4.17 Escalón de reactivos positivo de 0.2 pu, “variables de operación en vacío”.	56
Figura 4.18 Corto circuito trifásico con un tiempo de liberación de falla de 0.065 segundos, “variables de operación con carga”.....	58
Figura 4.19 Corto circuito trifásico con un tiempo de liberación de falla de 0.065 segundos, “variables de operación en vacío”.	58
Figura 4.20 Pérdida de campo, “variables de operación con carga”.....	60
Figura 4.21 Pérdida de campo, “variables de operación en vacío”.	60
Figura 4.22 Rechazo de carga, “variables de operación con carga”.....	62
Figura 4.23 Rechazo de carga, “variables de operación en vacío”.	62
Figura 4.24 Aislamiento del generador, “variables de operación con carga”.	64
Figura 4.25 Aislamiento del generador, “variables de operación en vacío”.	64
Figura 4.26 Motorización con campo, “variables de operación con carga”.	66
Figura 4.27 Motorización con campo, “variables de operación en vacío”.	66
Figura 4.28 Motorización sin campo, “variables de operación con carga”.	68
Figura 4.29 Motorización sin campo, “variables de operación en vacío”.	68
Figura A.1 Curva característica de circuito abierto en eje d.	84

Figura A.2 Segmentos en la curva característica de circuito abierto en eje d. 85

Figura A.3 Ciclo de histéresis magnético. 87

LISTA DE TABLAS

Tabla 4.1 Datos nominales y parámetros estándar de las plantas de referencia. 36

Tabla 4.2 Parámetros fundamentales del modelo del generador. 36

ACRÓNIMOS

IEEE	<i>The Institute of Electrical and Electronics Engineers</i> (Instituto de Ingenieros eléctricos y electrónicos).
SEOCG	Simuladores para Entrenamiento de Operadores de Centrales de Generación
SPE	Simuladores para Prueba de Equipo
ESIME/IPN	Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica del Instituto Politécnico Nacional
IIE	Instituto de Investigaciones Eléctricas
GS	Gerencia de Simulación
CFE	Comisión Federal de Electricidad
Sitirams	Simulador para prueba de reguladores automáticos de tensión
fmm	Fuerza magnetomotriz
GUI	Interfase gráfica de usuario

NOMENCLATURA

t	tiempo
p	operador de derivada con respecto al tiempo
e_a	voltaje en el devanado de la fase a
e_b	voltaje en el devanado de la fase b
e_c	voltaje en el devanado de la fase c
e_{fd}	voltaje en el devanado de campo
e_{1d}	voltaje en el devanado amortiguador de eje directo 1
e_{1q}	voltaje en el devanado amortiguador de eje cuadratura 1
e_{2q}	voltaje en el devanado amortiguador de eje cuadratura 2
e_d	voltaje transformado al eje d de los devanados del estator (abc)
e_q	voltaje transformado al eje q de los devanados del estator (abc)
e_0	voltaje transformado al eje 0 de los devanados del estator (abc)
i_a	corriente en el devanado de la fase a
i_b	corriente en el devanado de la fase b
i_c	corriente en el devanado de la fase c
i_{fd}	corriente en el devanado de campo
i_{1d}	corriente en el devanado amortiguador de eje directo 1
i_{1q}	corriente en el devanado amortiguador de eje cuadratura 1
i_{2q}	corriente en el devanado amortiguador de eje cuadratura 2
i_d	corriente transformada al eje d de los devanados del estator (abc)
i_q	corriente transformada al eje q de los devanados del estator (abc)
i_0	corriente transformada al eje 0 de los devanados del estator (abc)
ψ_a	enlace de flujo en el devanado de a fase a
ψ_b	enlace de flujo en el devanado de la fase b
ψ_c	enlace de flujo en el devanado de la fase c
ψ_{fd}	enlace de flujo en el devanado de campo
ψ_{1d}	enlace de flujo en el devanado amortiguador de eje directo 1
ψ_{1q}	enlace de flujo en el devanado amortiguador de eje cuadratura 1
ψ_{2q}	enlace de flujo en el devanado amortiguador de eje cuadratura 2
ψ_d	enlace de flujo transformado al eje d de los devanados del estator (abc)
ψ_q	enlace de flujo transformado al eje q de los devanados del estator (abc)
ψ_0	enlace de flujo transformado al eje 0 de los devanados del estator (abc)
R_a	resistencia en el devanado de la fase a
R_b	resistencia en el devanado de la fase b
R_c	resistencia en el devanado de la fase c
R_{fd}	resistencia en el devanado de campo
R_{1d}	resistencia en el devanado amortiguador de eje directo 1
R_{1q}	resistencia en el devanado amortiguador de eje cuadratura 1
R_{2q}	resistencia en el devanado amortiguador de eje cuadratura 2

L_{ads}	inductancia mutua saturada de eje d entre devanados
L_{aqs}	inductancia mutua saturada de eje q entre devanados
L_{adu}	inductancia mutua no saturada en eje d entre devanados
L_{aqu}	inductancia mutua no saturada en eje q entre devanados
L_l	inductancia de dispersión de los devanados del estator (abc)
L_0	inductancia en eje 0
L_{fd}	inductancia de dispersión del devanado de campo
L_{1d}	inductancia de dispersión del devanado amortiguador 1 en eje directo
L_{1q}	inductancia de dispersión del devanado amortiguador 1 en eje cuadratura
L_{2q}	inductancia de dispersión del devanado amortiguador 2 en eje cuadratura
L_d	inductancia síncrona de eje directo
L_q	inductancia síncrona de eje cuadratura
L'_d	inductancia transitoria de eje directo
L'_q	inductancia transitoria de eje cuadratura
L''_d	inductancia subtransitoria de eje directo
L''_q	inductancia subtransitoria de eje cuadratura
L''_{ads}	inductancia mutua subtransitoria saturada en eje directo
L''_{aqs}	inductancia mutua subtransitoria saturada en eje cuadratura
X_d	reactancia síncrona de eje directo
X_q	reactancia síncrona de eje cuadratura
X'_d	reactancia transitoria de eje directo
X'_q	reactancia transitoria de eje cuadratura
X''_d	reactancia subtransitoria de eje directo
X''_q	reactancia subtransitoria de eje cuadratura
T'_{d0}	constante de tiempo transitoria a circuito abierto en eje directo
T''_{d0}	constante de tiempo subtransitoria a circuito abierto en eje directo
T'_{q0}	constante de tiempo transitoria a circuito abierto en eje cuadratura
T''_{q0}	constante de tiempo subtransitoria a circuito abierto en eje cuadratura
H	constante de inercia
T_m	par mecánico
T_e	par eléctrico
K_{sd}	factor de saturación de eje directo
K_{sq}	factor de saturación de eje cuadratura
Ψ_{ad}	enlace de flujo mutuo o de entrehierro saturado en eje directo
Ψ_{aq}	enlace de flujo mutuo o de entrehierro saturado en eje cuadratura
Ψ_{at}	enlace de flujo mutuo o de entrehierro saturado
Ψ_{at0}	enlace de flujo mutuo o de entrehierro no saturado
Ψ_I	decremento de enlace de flujo mutuo o de entrehierro debido a la saturación
I_0	corriente de campo no saturada
I	corriente de campo saturada
Ψ_{T1}	enlace de flujo mutuo donde termina la zona lineal o no saturada, de la curva característica de circuito abierto, e inicia la zona saturada.
Ψ_{T2}	enlace de flujo mutuo donde termina la zona saturada, de la curva característica de circuito abierto, e inicia la zona totalmente saturada.
Ψ_{G2}	enlace de flujo mutuo donde termina la zona totalmente saturada, de la curva característica de circuito abierto.
A_{sat}	constante del modelo exponencial de saturación en la zona saturada

B_{sat}	constante del modelo exponencial de saturación en la zona saturada
$L_{razón}$	pendiente del modelo de saturación de primer grado en la zona totalmente saturada
V_u	voltaje de umbral correspondiente al magnetismo remanente
E''_d	voltaje atrás de la reactancia subtransitoria en eje directo
E''_q	voltaje atrás de la reactancia subtransitoria en eje indirecto
S	potencia aparente nominal
fp	factor de potencia nominal
P	potencia activa
Q	potencia reactiva
E_a	voltaje de entrehierro
E_t	voltaje en terminales
V_t	voltaje en terminales
V_f	voltaje de campo
I_f	corriente de campo
I_t	corriente de generación
V_{ref}	referencia de voltaje en terminales en el sistema de control de excitación
K_p	ganancia proporcional del sistema de control de excitación
T_i	constante de tiempo integral del sistema de control de excitación
K_a	ganancia del amplificador del sistema de control de excitación
T_a	constante de tiempo del amplificador del sistema de control de excitación
K_{TY}	ganancia del amplificador del sistema de control de excitación
θ	ángulo entre el eje d y eje magnético del devanado de la fase a
δ	ángulo de potencia
f	frecuencia eléctrica
ω	velocidad angular de la máquina
ω_0	velocidad angular nominal
ω_r	velocidad angular del rotor
ω_{ref}	referencia de la velocidad angular de la máquina en el control de turbina
R	ganancia de regulación de velocidad
P_{ref}	referencia de potencia en el control de turbina
T_{GV}	constante de tiempo de las válvulas de control de la turbina
T_T	constante de tiempo de la turbina
P_{GV}	posición de las válvulas de control de la turbina
P_m	potencia mecánica de la turbina
$E'' \angle \delta$	voltaje atrás de la reactancia subtransitoria
$V_\infty \angle 0$	voltaje del bus infinito
Z_G	impedancia subtransitoria del generador
Z_E	impedancia equivalente del sistema de potencia
ϕ	flujo magnético
fmm	fuerza magnetomotriz
x_{ref}	comportamiento de referencia
x_{sim}	comportamiento simulado
I_{interv}	intervalo nominal de operación de un comportamiento simulado

CAPÍTULO UNO

INTRODUCCIÓN

1.1 Objetivo

Reproducir a través de simulación digital, validar contra información real y analizar el comportamiento de un generador síncrono, desde el punto de vista de su operación dentro de una central de generación. La simulación se realizará con un modelo matemático cuyo propósito es aplicarse en Simuladores de Entrenamiento de Personal de Operación de Centrales de Generación (SEOCG).

1.2 Justificación

La función principal de los SEOCG es ser una herramienta de capacitación al personal de operación de las centrales de generación [1-3]. Sin embargo, estos equipos requieren ser continuamente actualizados para mantener vigente su utilidad, debido a la continua incorporación de nuevas y mejores tecnologías en las centrales de generación. Los objetivos son reflejar fielmente a la central de generación y reproducir sus comportamientos en cualquier condición. La reproducción precisa de comportamientos afecta favorablemente el proceso de capacitación de operadores y también la confiabilidad en la operación de la central. Los modelos matemáticos de los procesos simulados son los responsables de la reproducción de comportamientos.

Sin embargo, modelos matemáticos que antes cubrían todas las expectativas de capacitación, poco tiempo después pueden quedar cortos en su alcance. En este caso están los modelos de generador eléctrico, los cuales no reproducen en forma apropiada todos los comportamientos que demandan los requerimientos actuales de capacitación en México [4]. No consideran fenómenos como: la saturación magnética del entrehierro, el magnetismo remanente y el efecto de las variaciones de velocidad sobre el voltaje. Así, el funcionamiento del modelo no es el adecuado ante fallas como: el disparo de turbina en vacío, la sincronización fallada, los rechazos de carga, los rechazos de generación, la motorización con campo, la motorización sin campo, la pérdida del campo y el aislamiento del generador.

Los modelos de generador utilizados en otras áreas (estabilidad transitoria, resonancia subsíncrona, etc.) tampoco reproducen todos los comportamientos mencionados debido a que no son de interés en sus objetivos de estudio.

El modelo que se utiliza en este trabajo reproduce los comportamientos ya mencionados como requerimiento y lógicamente los comportamientos que ya cumplen los modelos empleados actualmente en el área.

1.3 Descripción general del modelo

El modelo completo incluye además de un generador otros elementos de la central que son necesarios para la mejor representación de los comportamientos. El generador es del tipo de polos lisos para centrales térmicas (modelo de sexto orden [5]). El sistema de excitación es estático alimentado de terminales del generador a través de un transformador de excitación (modelo FMTB de Asea, basado en el ST1 de IEEE) [6]. La turbina es de tipo térmico sin recalentador. El control de turbina es un regulador proporcional de velocidad. Y el sistema de potencia consiste de una línea de transmisión conectada a un bus infinito (sistema máquina-bus infinito).

Los comportamientos que se reproducen serán de operación normal, fallas y pruebas. Los de operación normal son la excitación, la desexcitación, la sincronización y la toma de carga. Las de fallas son: el disparo de turbina en vacío, la sincronización fallada, los rechazos de carga, los rechazos de generación, la motorización con campo, la motorización sin campo, la pérdida del campo y el aislamiento del generador. Y las pruebas son los escalones de potencia mecánica, los escalones de tensión y los escalones de reactivos.

1.4 Aportaciones

La simulación, validación y análisis de comportamientos poco tratados en las áreas tradicionales de estudio de los sistemas de potencia como son: excitación, desexcitación, sincronización fallada, disparo de turbina en vacío, pérdida de campo, motorización con campo y motorización sin campo.

Se tiene un programa de simulación digital que permite parametrizar, capturar curvas de operación, realizar pruebas fuera de línea y visualizar resultados del modelo de una forma fácil y amigable.

Se tiene un modelo útil y de mayor alcance que los ya existentes para aplicarlo en SEOCG. Este incluye efectos y fenómenos que normalmente se ignoran en esta aplicación como: la

saturación, el magnetismo remanente, el efecto de las variaciones de velocidad sobre el voltaje y las transiciones a máquina de inducción y modo motor.

Se tiene un modelo que puede utilizarse para el análisis de problemas reales en una central de generación, sobre todo en lo relacionado a los efectos, fenómenos y pruebas aquí considerados como: excitación, desexcitación, sincronización fallada, disparo de turbina en vacío, pérdida de campo, motorización con campo y motorización sin campo. Adicionalmente podrá usarse en áreas como la evaluación de funcionamiento del sistema de control de excitación y en la verificación y reajuste de algunas de las protecciones relacionadas con el generador, la turbina y el sistema de excitación.

1.5 Antecedentes del área de SEOCG

Un gran campo de aplicación de los simuladores es la capacitación de personal que opera equipos o sistemas complejos, costosos, peligrosos y de valor estratégico para un país. Como ejemplo de este campo de aplicación se tiene a los simuladores de vuelo usados para entrenar a los pilotos de aeronaves, los simuladores de entrenamiento de personal de operación de los centros de control de energía eléctrica y los simuladores de entrenamiento de personal de operación de centrales de generación de energía eléctrica. Otro importante campo es la prueba, evaluación y ajuste de equipos reales de mucha importancia para los procesos de los cuales forman parte, tal como un regulador automático de tensión de una central de generación [7, 8].

Con el incremento en el tamaño de las unidades de generación de energía eléctrica de tipo térmico, la operación y control de estas grandes y sofisticadas unidades ha llegado a ser cada vez más complejo. Las actividades y responsabilidades de los operadores que controlan dichas plantas también han llegado a ser tediosas y desgastantes. La operación ineficiente no sólo puede causar frecuentes salidas de la planta de potencia, sino también puede dañar la planta en forma costosa. Un operador alerta y hábil puede minimizar este problema [3].

Cuando una planta de potencia moderna está en operación normal, varias variables son controladas automáticamente. Sin embargo, tan pronto como ocurre un mal funcionamiento, el operador tiene que actuar rápido y entender las razones de su origen, sus implicaciones y tomar las decisiones y acciones correctivas necesarias. Alguna acción errónea puede tener consecuencias más serias.

Todos los operadores necesitan, por lo tanto, ser entrenados adecuada y completamente para manejar situaciones complejas sin dañar equipos ni comprometer la disponibilidad de la planta. El uso del simulador para entrenar operadores fue propuesto primero en 1968 cuando *General Electric* construyó un simulador que duplicaba los controles de la planta Dresden II en Morris, Illinois, Estados Unidos [2, 3]. Así inicia la tecnología de los Simuladores para Entrenamiento de Operadores de Centrales de Generación (SEOCG). En

México se han desarrollado SEOCG para unidades termoeléctricas, nucleoelectricas, geotermoeléctricas y de ciclo combinado. En el caso de Simuladores para Prueba de Equipo (SPE) sólo se ha desarrollado en México un simulador para prueba de reguladores automáticos de tensión de centrales de generación (llamado Sitirams).

Los SEOCG o los SPE tienen características muy específicas. Los componentes de los SEOCG son el sistema de cómputo, la consola del instructor, la réplica de la interfase de operación y el modelo matemático [2]. Los SPE tienen los mismos componentes excepto que el segundo no es necesario y, en cambio, sí es necesaria una interfase de comunicación/conexión con el equipo real bajo prueba [7]. Los experimentos o sesiones de simulación deben realizarse en tiempo real, es decir que el comportamiento simulado debe coincidir en tiempo con el comportamiento real, ni más rápido ni más lento. Esta última característica es muy importante, porque el objetivo principal de estos dos tipos de simuladores se encuentra en constante interacción con ellos; en un caso un ser humano que se está entrenando y en el otro un equipo bajo prueba (*hardware in the loop*) que incluso puede dañarse.

El sistema de cómputo, en la actualidad, es casi por completo un sistema digital, con algunos componentes analógicos en algunos casos. En él se ejecutan programas para hacer los cálculos del modelo matemático y, enviar y recibir información de la consola del instructor así como de la interfase de operación. Es pues, el componente donde realmente residen gran parte del resto de los componentes del simulador.

La consola del instructor es el componente jerárquico superior, dado que es el medio de control con el cual el instructor puede iniciar, parar, modificar e interferir con las evoluciones del simulador [2]. En ciertas aplicaciones sólo se reduce a una interfase que comunica al instructor con un programa principal o ejecutivo, el cual se encarga de coordinar y administrar las funciones de todos los componentes del simulador.

En el caso de los SEOCG, la réplica de la interfase de operación es donde el entrenamiento realiza su capacitación y puede ir más allá de la réplica exacta de los medios de interacción. De acuerdo con la aplicación puede incluir espacios, sonidos, iluminación, imágenes, movimiento, medios de comunicación, sistemas de adquisición de datos, etc. Todo lo anterior, tratando de igualar el ambiente y las condiciones de operación de una unidad de generación específica llamada Unidad de Referencia; la cual se toma como base para diseñar el simulador, pero que también reúne características de similitud con número importante de unidades de generación para hacer económicamente viable el proceso de capacitación de operadores.

El modelo matemático es el responsable de reproducir en el simulador los comportamientos que ocurren en una planta real. Para desarrollar el modelo matemático es necesario, sobre todo en simuladores de alcance total, dividir el sistema completo de la central en módulos, modelos ó submodelos de la central. Primero de acuerdo con el área de ingeniería que los estudia y después con las funciones que desempeña cada parte.

1.6 Antecedentes de modelado del generador

Recientemente IEEE publicó el resultado de una votación de la comunidad de sistemas de potencia acerca de los trabajos que más han contribuido al crecimiento del área [9]. El resultado muestra el trabajo de Robert Park sobre la teoría de las dos reacciones de máquinas síncronas en un selecto grupo de los cuatro trabajos más influyentes [10]. Es sin duda este trabajo el que sienta las bases de modelado de la máquina síncrona y se ha convertido en una referencia obligatoria en el tema.

Antes y después de Park existen un enorme número de trabajos que han contribuido a formar y consolidar esta teoría. Muchos libros y trabajos de investigación ya resumen y valoran estas aportaciones [11-15].

1.6.1 Tipos de modelo

En la actualidad el generador interviene en muchos tipos de estudios de la ingeniería eléctrica y dependiendo de la aplicación es el modelo que se usa. IEEE considera que las principales áreas de aplicación de modelos de máquina síncrona para estudios del sistema de potencia son [16]:

- ◆ Estudios de corto circuito, fallas y aplicación de relevadores.
- ◆ Estudios de estabilidad (grandes disturbios, modelado no lineal).
- ◆ Estudios de estabilidad (pequeños disturbios, modelado lineal).
- ◆ Estudios de resonancia subsíncrona (SSR).

Pero además, existen algunas otras áreas relacionadas con los sistemas de potencia que también utilizan modelos de máquina síncrona para sus estudios como:

- ◆ Diseño de máquinas.
- ◆ Transitorios electromagnéticos.
- ◆ Pruebas, evaluación y sintonización del sistema de excitación.
- ◆ Capacitación en la operación tanto del sistema eléctrico de potencia como de la central de generación

Los modelos con mayor grado de detalle son los sofisticados modelos tridimensionales y bidimensionales de elemento finito usados para diseño [17]. Otro modelo detallado es propuesto por Slemon en el cual cada parámetro está directamente relacionado a una forma geométrica particular o propiedad de material. El número de parámetros está típicamente en el intervalo de 30 a 100 en contraste con sólo 13 a 19 en modelos lineales convencionales o con 2000 a 10000 para análisis de elemento finito [18].

Los modelos en coordenadas de fase son modelos de parámetros concentrados pero representando los devanados reales de la máquina [19-21]. En el pasado no fueron muy atractivos debido al esfuerzo de cómputo requerido para su solución, ya que las ecuaciones diferenciales tienen coeficientes variantes en el tiempo. En la actualidad, con mayores recursos de cómputo, esta tendencia de modelado deja de lado las ventajas y desventajas de la teoría de Park y aprovecha sus propias ventajas para aplicaciones tales como fallas internas en los devanados [22-24]. Incluso existen propuestas para tener ya disponibles estos modelos en los paquetes comerciales de análisis del tipo del EMTP [25].

Otra tendencia interesante ha sido la aplicación de redes neuronales artificiales en el modelado de la máquina [26, 27]. En uno de los trabajos publicados se utilizan para modelar la parte de comportamientos transitorios.

Sin embargo, la tendencia más importante de desarrollo de modelos de máquina síncrona se ha dado en los modelos transformados a los ejes d , q y 0 (ejes directo, cuadratura y cero), basados en la teoría de Park. Esta ingeniosa teoría llamada de las dos reacciones lleva bajo ciertas suposiciones las cantidades de los devanados reales de las fases en el estator a cantidades en devanados ficticios que giran a la velocidad síncrona de la máquina. Estos devanados ficticios se disponen por conveniencia sobre dos ejes ortogonales, los cuales coinciden con el eje polar del campo (eje d) y con el eje interpolar del mismo (eje q). Con este artificio matemático, llamado transformación de Park, se logra tener ecuaciones diferenciales con coeficientes constantes, las cuales requieren menos poder de cálculo para su solución que aquellas para un modelo en coordenadas de fase. Como en el pasado, el esfuerzo de cómputo y los métodos de solución eran problemas más importantes de lo que son ahora, los modelos transformados se convirtieron en la única forma de modelar la máquina síncrona en forma práctica [18]. Sin embargo, el uso de este tipo de modelos se extiende hasta hoy ya que se ha desarrollado mucho alrededor de ellos y las ventajas antes necesarias todavía son atractivas para muchas aplicaciones.

Aun dentro de esta tendencia de modelado también existen diferentes grados de detalle. Es posible que el modelo publicado más detallado sea el modelo de Jackson-Winchester el cual incluye los efectos de las más importantes trayectorias de corriente en un rotor cilíndrico en cuñas, dientes de ranura, etc. [28]. Pero por su complejidad no es precisamente el más adecuado para cualquier aplicación, es posible que para muy pocas. De hecho, a pesar de que actualmente se dispone de herramientas de cómputo y solución muy poderosas se siguen utilizando los modelos más simples que sólo cumplen con los requerimientos demandados, esto debido a que las aplicaciones son cada día más complejas.

1.6.2 Trabajos anteriores relacionados

En México se han realizado varios trabajos muy destacados acerca del modelado y simulación del generador síncrono. En particular en ESIME/IPN se han desarrollado simuladores analógicos, digitales e híbridos de sistemas de potencia por parte de R.

Navarro y M. Hernández [11, 12], estudios paramétricos del generador por parte de B. Mendoza [13], modelado de la máquina síncrona saturada por parte de F. Cisneros [14], entre otros.

En específico en el área de desarrollo de SEOCG se han aplicado varios modelos de generador para simular centrales de generación termoeléctricas, nucleoeeléctricas, geotermoeléctricas y de ciclo combinado [29].

1.7 Estructura de la Tesis

El capítulo uno es la introducción y presenta todo el contexto alrededor del cual se desarrolla este trabajo. El objetivo describe las metas a alcanzar y la justificación explica las razones y requerimientos que lo definen. Los antecedentes dan una visión muy general acerca del área de desarrollo de SEOCG, su importancia, sus componentes, los modelos matemáticos y en particular sobre el modelo del generador.

En el capítulo dos se describe el alcance del sistema simulado, los fenómenos y comportamientos que se requieren en la aplicación. Se establecen las suposiciones y simplificaciones, se incluyen algunos fenómenos no contemplados y se conforma el sistema de ecuaciones del modelo de la máquina síncrona. Se definen los modelos simplificados del resto de componentes del sistema simulado y se establecen los intervalos de operación de todo el sistema.

El capítulo tres muestra el diseño del programa computacional desarrollado en Matlab donde se implementó el modelo de generador en conjunto con los modelos de interacción. Este programa cuenta con una interfase para pruebas fuera de línea que permite: capturar los parámetros y curvas de operación de un generador específico, establecer condiciones iniciales, aplicar perturbaciones predefinidas para probar y analizar los modelos y visualizar los resultados a través de gráficas de respuesta temporal y de diagramas fasoriales.

En el capítulo cuatro se reportan las pruebas, los resultados y el análisis del modelo. En principio se explica la prueba, se formulan las perturbaciones, se establecen las suposiciones y simplificaciones que afectan al modelo y se define la condición inicial. Los resultados de las pruebas se reportan en forma de gráficas de la respuesta temporal de las principales variables del sistema simulado. En las gráficas se observa que a partir de la condición inicial se mantiene un estado estacionario y un tiempo después se aplican las perturbaciones que definen la prueba. Al final se explican y discuten los resultados obtenidos en los transitorios, producto de las perturbaciones, y de los efectos y fenómenos considerados en el modelo. En la mayoría de las pruebas se comparan los comportamientos simulados contra comportamientos de referencia para confirmar la validez de los resultados obtenidos.

El capítulo cinco resume las conclusiones obtenidas de este trabajo, las observaciones más relevantes acerca de los resultados de las pruebas realizadas, las aportaciones y beneficios de este proyecto y las recomendaciones y las propuestas para trabajos futuros.

Para terminar se presenta una lista de las referencias en que se sustenta este trabajo y que permiten profundizar en los temas tratados, además de tres apéndices que complementan ciertos tópicos desarrollados en los capítulos.

CAPÍTULO DOS

MODELO DEL GENERADOR EN UNA CENTRAL DE GENERACIÓN

2.1 Especificación del alcance del modelo

En este capítulo se definen las características del modelo de acuerdo a los comportamientos y fenómenos requeridos por la aplicación y en función a ellos se definen suposiciones, simplificaciones, adiciones, interacciones, pruebas e intervalo de validez.

2.1.1 Comportamientos y fenómenos requeridos

De acuerdo con las aplicaciones de modelos de máquinas síncronas previamente mencionadas y la propuesta de mejorar e incluir nuevos comportamientos, mencionada en el capítulo uno, el modelo deberá cumplir con los siguientes comportamientos de estado estacionario y estado transitorio. Estos se dividen en comportamientos de operación normal, operación anormal o fallas y operación en pruebas sintomáticas o de evaluación, todo relacionado con centrales de generación de energía eléctrica de tipo térmico.

I. Operación normal

I.1. En vacío (sin carga).

- I.1.1. Estado estacionario a voltaje en terminales mínimo.
- I.1.2. Estados estacionarios en el intervalo de 1.0 ± 0.2 pu de voltaje en terminales.
- I.1.3. Excitación del campo.
- I.1.4. Dexcitación del campo.
- I.1.5. Sobreexcitación y subexcitación gradual.
- I.1.6. Sincronización manual (con sincronoscopio) del generador al sistema de potencia.

I.2. Con carga

- I.2.1. Estados estacionarios dentro de límites prácticos de la carta de operación.
 - I.2.1.1. Toma gradual de carga.

I.2.1.2. Sobreexcitación y subexcitación gradual.

II. Operación anormal o fallas.

II.1. En vacío.

II.1.1. Pérdida de campo en vacío.

II.1.2. Sincronización fuera de fase, del generador al sistema de potencia.

II.1.3. Sincronización fuera de magnitud, del generador al sistema de potencia.

II.2. Con carga

II.2.1. Cambios en la configuración de la red del sistema eléctrico de potencia.

II.2.2. Rechazo de carga y de generación con respecto al sistema de potencia.

II.2.3. Aislamiento del generador del sistema eléctrico de potencia.

II.2.4. Pérdida del campo con carga.

II.2.5. Motorización con campo.

II.2.6. Motorización sin campo.

II.2.7. Corto circuito trifásico en terminales del generador.

III. Operación en pruebas

III.1. En vacío.

III.1.1. Escalones de tensión

III.2. Con carga

III.2.1. Escalones de potencia activa.

III.2.2. Escalones de potencia reactiva.

Tomando como base un modelo general de máquina síncrona [5] y de acuerdo con los comportamientos requeridos se define el modelo de máquina síncrona necesario para esta aplicación. Este modelo considera los efectos transitorios del devanado de campo, los subtransitorios de los devanados amortiguadores, los efectos de los voltajes de velocidad de los devanados de estator y el momento inercial en el movimiento mecánico [5]. No considera o simplifica los efectos subsubtransitorios de los devanados amortiguadores, los transitorios de los devanados de estator y el amortiguamiento en el movimiento mecánico. Además adiciona la saturación y el magnetismo remanente.

2.1.2 Sistema de ecuaciones

Con las precisiones, simplificaciones y adiciones mencionadas en la sección anterior se escoge el modelo adecuado para esta aplicación. Este modelo es clasificado por IEEE como modelo 2.2, debido al número de ramas en paralelo que tienen sus circuitos equivalentes de eje d y de eje q [16]. El modelo está formado por un sistema de seis ecuaciones diferenciales ordinarias de primer orden, por lo que también se le conoce como modelo de sexto orden [5, 30-32].

Las ecuaciones diferenciales que rigen el movimiento mecánico del rotor son

$$p\Delta\omega_r = \frac{1}{2H}(T_m - T_e) \quad (2.1)$$

$$p\delta = \omega_0\Delta\omega_r \quad (2.2)$$

donde p es el operador de derivada con respecto al tiempo, δ es el ángulo del rotor en radianes eléctricos y $\omega_0 = 2\pi f_0$ rad/s es la velocidad nominal. Las variables de torque eléctrico T_e , torque mecánico T_m , desviación de velocidad $\Delta\omega_r$ y constante de inercia H están en por unidad sobre la base de los valores nominales de la máquina.

En las ecuaciones siguientes todas las variables están normalizadas en por unidad, respecto a un sistema por unidad conocido como recíproco de base L_{ad} [5]. Las derivadas de los flujos de los circuitos del rotor son:

$$p\psi_{fd} = \omega_0 \left[e_{fd} + \frac{(\psi_{ad} - \psi_{fd})R_{fd}}{L_{fd}} \right] \quad (2.3)$$

$$p\psi_{1d} = \omega_0 \left(\frac{\psi_{ad} - \psi_{1d}}{L_{1d}} \right) R_{1d} \quad (2.4)$$

$$p\psi_{1q} = \omega_0 \left(\frac{\psi_{aq} - \psi_{1q}}{L_{1q}} \right) R_{1q} \quad (2.5)$$

$$p\psi_{2q} = \omega_0 \left(\frac{\psi_{aq} - \psi_{2q}}{L_{2q}} \right) R_{2q} \quad (2.6)$$

los enlaces de flujo mutuo en ejes d y q son:

$$\psi_{ad} = L_{ads}'' \left(-i_d + \frac{\psi_{fd}}{L_{fd}} + \frac{\psi_{1d}}{L_{1d}} \right) \quad (2.7)$$

$$\psi_{aq} = L_{aqs}'' \left(-i_q + \frac{\psi_{1q}}{L_{1q}} + \frac{\psi_{2q}}{L_{2q}} \right) \quad (2.8)$$

con

$$L_{ads}'' = \frac{1}{\frac{1}{L_{ads}} + \frac{1}{L_{fd}} + \frac{1}{L_{1d}}} \quad (2.9)$$

$$L_{aqs}'' = \frac{1}{\frac{1}{L_{aqs}} + \frac{1}{L_{1q}} + \frac{1}{L_{2q}}} \quad (2.10)$$

Aquí L_{ads} y L_{aqs} son valores saturados de las inductancias mutuas. El voltaje de estator queda como

$$e_d = -R_a i_d + (\bar{\omega} L_q'') i_q + E_d'' \quad (2.11)$$

$$e_q = -R_a i_q - (\bar{\omega} L_d'') i_d + E_q'' \quad (2.12)$$

$$E_d'' = -\bar{\omega} L_{aqs}'' \left(\frac{\psi_{1q}}{L_{1q}} + \frac{\psi_{2q}}{L_{2q}} \right) \quad (2.13)$$

$$E_q'' = \bar{\omega} L_{ads}'' \left(\frac{\psi_{fd}}{L_{fd}} + \frac{\psi_{1d}}{L_{1d}} \right) \quad (2.14)$$

$$L_d'' = L_l + L_{ads}'' \quad (2.15)$$

$$L_q'' = L_l + L_{aqs}'' \quad (2.16)$$

Donde las variaciones de velocidad se reflejan en

$$\bar{\omega} = \omega / \omega_0 \quad (2.17)$$

Consecuentemente las ecuaciones

$$\bar{\omega} L_d'' = X_d'' \quad (2.18)$$

y

$$\bar{\omega} L_q'' = X_q'' \quad (2.19)$$

permiten calcular las inductancias subtransitorias a la velocidad nominal y mantenerlas constantes. Sin embargo, las reactancias subtransitorias varían en función a las variaciones de velocidad.

El torque eléctrico requerido para la solución de las ecuaciones de movimiento mecánico del rotor, ecuación 2.1, es

$$T_e = \psi_d i_q - \psi_q i_d \quad (2.20)$$

El voltaje del campo del generador e_{fd} , para la ecuación 2.3, en el sistema por unidad reciproco está relacionado con el voltaje de salida del sistema de excitación V_f como sigue.

$$e_{fd} = \frac{R_{fd}}{L_{adu}} V_f \quad (2.21)$$

Adicionalmente, este modelo considera la presencia de la saturación magnética del entrehierro y el magnetismo remanente del rotor. La representación de la saturación se hace con un modelo recomendado por varias referencias [5, 32-33] por su facilidad de implantación y comprobados resultados en las aplicaciones. La representación del magnetismo remanente se hace a través de un modelo muy simplificado. En el apéndice A se tiene el fundamento teórico que soporta estos modelos y las ecuaciones que los forman.

2.1.3 Parámetros fundamentales

Las ecuaciones del modelo del generador tienen como parámetros las inductancias y las resistencias de los circuitos del estator y el rotor [5]. Estos se refieren como parámetros fundamentales o básicos y se identifican por los elementos de los circuitos equivalentes de los ejes d y q . Mientras que los parámetros fundamentales especifican completamente las características eléctricas de la máquina, no pueden determinarse directamente a partir de mediciones de la máquina. Por lo tanto, la forma tradicional para asignar parámetros a los modelos de máquina ha sido expresarlos en términos de parámetros derivados o estándar que se obtienen de mediciones realizadas bajo adecuadas condiciones de prueba. Los parámetros estándar son para el eje directo: reactancia síncrona X_d , reactancia transitoria X'_d , reactancia subtransitoria X''_d , constante de tiempo transitoria a circuito abierto T'_{d0} y constante de tiempo subtransitoria a circuito abierto T''_{d0} , y para el eje cuadratura: reactancia síncrona X_q , reactancia transitoria X'_q , reactancia subtransitoria X''_q , constante de tiempo transitoria a circuito abierto T'_{q0} y constante de tiempo subtransitoria a circuito abierto T''_{q0} . Las reactancias normalmente son dadas en valores por unidad con valores base de estator iguales a los correspondientes valores nominales del generador. En por unidad, las reactancias síncronas, transitorias y subtransitorias son iguales a sus correspondientes inductancias. Las constantes de tiempo normalmente están en segundos.

Por lo tanto, de las definiciones clásicas para los parámetros estándar se tienen las siguientes expresiones para los parámetros fundamentales, en por unidad, en función de los parámetros estándar.

$$L_{ad} = L_d - L_l \quad (2.22)$$

$$L_{aq} = L_q - L_l \quad (2.23)$$

$$L_{fd} = \frac{L_{ad}(L'_d - L_l)}{L_{ad} - (L'_d - L_l)} \quad (2.24)$$

$$L_{ld} = \frac{L_{ad}L_{fd}(L''_d - L_l)}{L_{ad}L_{fd} - L_{ad}(L''_d - L_l) - L_{fd}(L''_d - L_l)} \quad (2.25)$$

$$L_{lq} = \frac{L_{aq}(L'_q - L_l)}{L_{aq} - (L'_q - L_l)} \quad (2.26)$$

$$L_{2q} = \frac{L_{aq}L_{1q}(L_q'' - L_l)}{L_{aq}L_{1q} - L_{aq}(L_q'' - L_l) - L_{1q}(L_q'' - L_l)} \quad (2.27)$$

$$R_{fd} = \frac{L_{ad} + L_{fd}}{377T_{d0}'} \quad (2.28)$$

$$R_{1q} = \frac{L_{aq} + L_{1q}}{377T_{q0}'} \quad (2.29)$$

$$R_{1d} = \frac{1}{377T_{d0}''} \left(L_{1d} + \frac{L_{ad}L_{fd}}{L_{ad} + L_{fd}} \right) \quad (2.30)$$

$$R_{2q} = \frac{1}{377T_{q0}''} \left(L_{2d} + \frac{L_{aq}L_{1q}}{L_{aq} + L_{1q}} \right) \quad (2.31)$$

2.2 Intervalo de validez

La figura 2.1 presenta los intervalos de tiempo donde ocurren los comportamientos transitorios de interés para diferentes tipos de estudios en los sistemas eléctricos de potencia [33]. En la barra inferior de la figura se tiene el intervalo de tiempo para el modelo que aquí se utiliza, que va de las centésimas de segundo hasta varias horas. Típicamente un modelo para la presente aplicación tiene un intervalo que va de las décimas de segundo a varias horas, pero debido a las razones ya explicadas en el capítulo uno, este modelo tiene mayor alcance. Como se puede ver, el intervalo de tiempo es grande comparado con otros estudios, sin embargo, no necesariamente observa los mismos fenómenos o el mismo grado de detalle que los estudios con los que coincide en su intervalo. Los comportamientos transitorios propios de la máquina se observan principalmente en el intervalo de las centésimas de segundo hasta unos pocos segundos (como en estabilidad transitoria). Pero la continua interacción con equipos de dinámica más lenta como calderas y reactores nucleares y, las acciones de operación de la central y de los centros de despacho de generación involucran al generador en respuestas transitorias más lentas, que en ocasiones se les considera como estados estacionarios o cuasiestacionarios.

En cuanto a los intervalos de operación de las principales variables del modelo de máquina síncrona se determinarán de acuerdo a lo siguiente. Para operación en vacío, en todo el intervalo del voltaje en terminales que va desde el valor de umbral relacionado con el magnetismo remanente hasta los valores completamente saturados, ver figuras A.2 y A.3 en

apéndice A. Y para operación con carga en todo el intervalo de potencia activa y reactiva contenido dentro de los límites de la carta de operación del generador.

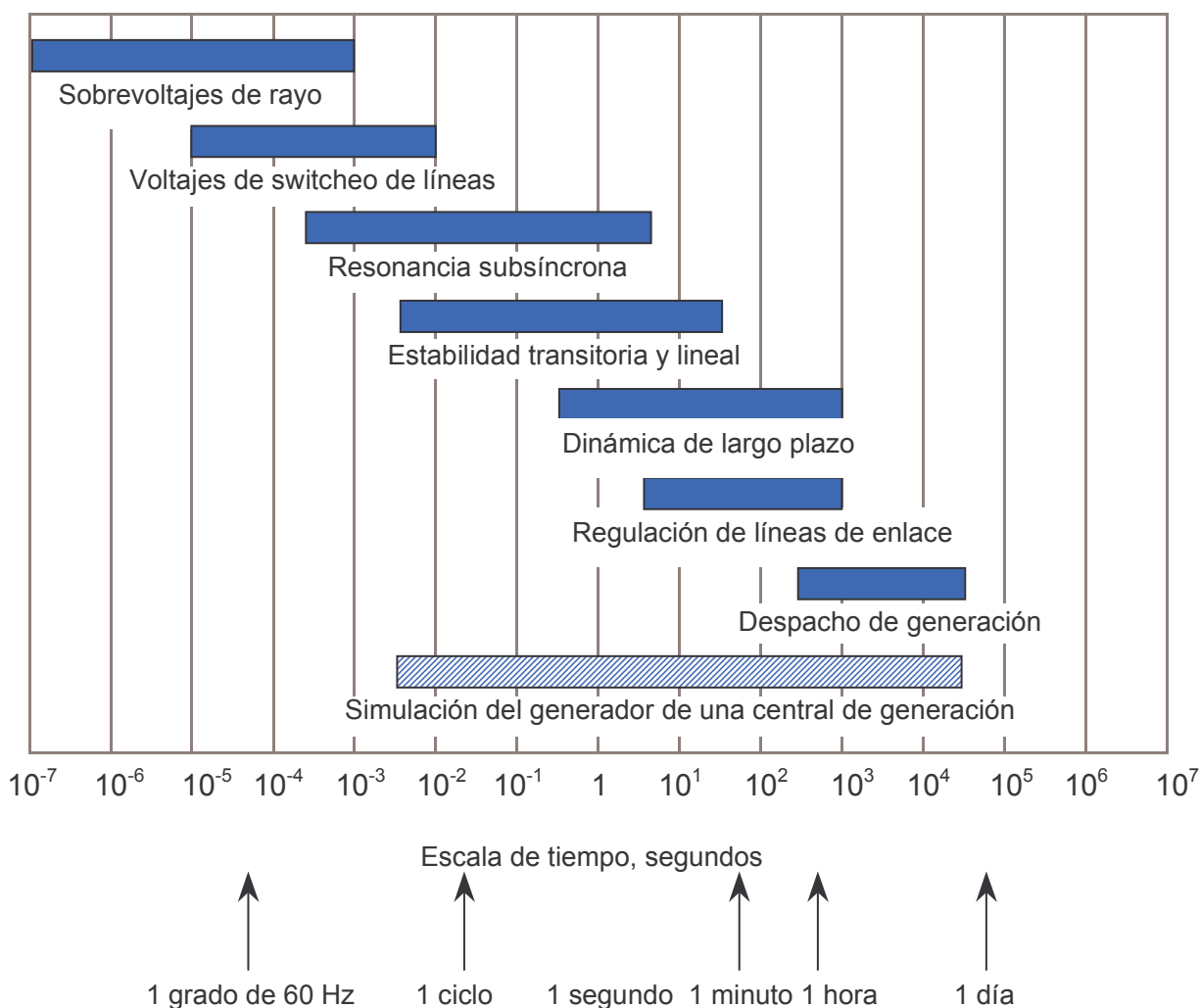


Figura 2.1 Bandas de frecuencia de diferentes fenómenos dinámicos.

La carta de operación del generador, ver líneas continuas en figura 2.2, se traza en función a los límites térmicos extremos de operación de la máquina síncrona que son: la línea 1, límite de calentamiento por corriente de campo; la línea 2, límite de calentamiento del núcleo magnético en los extremos; la línea 3, límite de calentamiento por corriente de armadura, y la línea 4, límite de corriente de campo cero [5, 35]. Sin embargo, los límites térmicos no son fijos y se pueden mover en razón directa al voltaje de operación o a la

efectividad del sistema de enfriamiento de los devanados [36]; las líneas 1+, 2+ y 3+ representan la capacidad del mismo generador pero a mayor voltaje de operación o mejor capacidad de enfriamiento de devanados. Por supuesto que un menor voltaje de operación o una menor capacidad de enfriamiento producen lo contrario, es decir, contraen el área de la curva. Pero no toda la región contenida por la curva es válida ya que existen otros límites que reducen aún más el área operativa dentro de la curva debido a estabilidad angular, estabilidad de voltaje, protecciones, controladores, etc. [34-38].

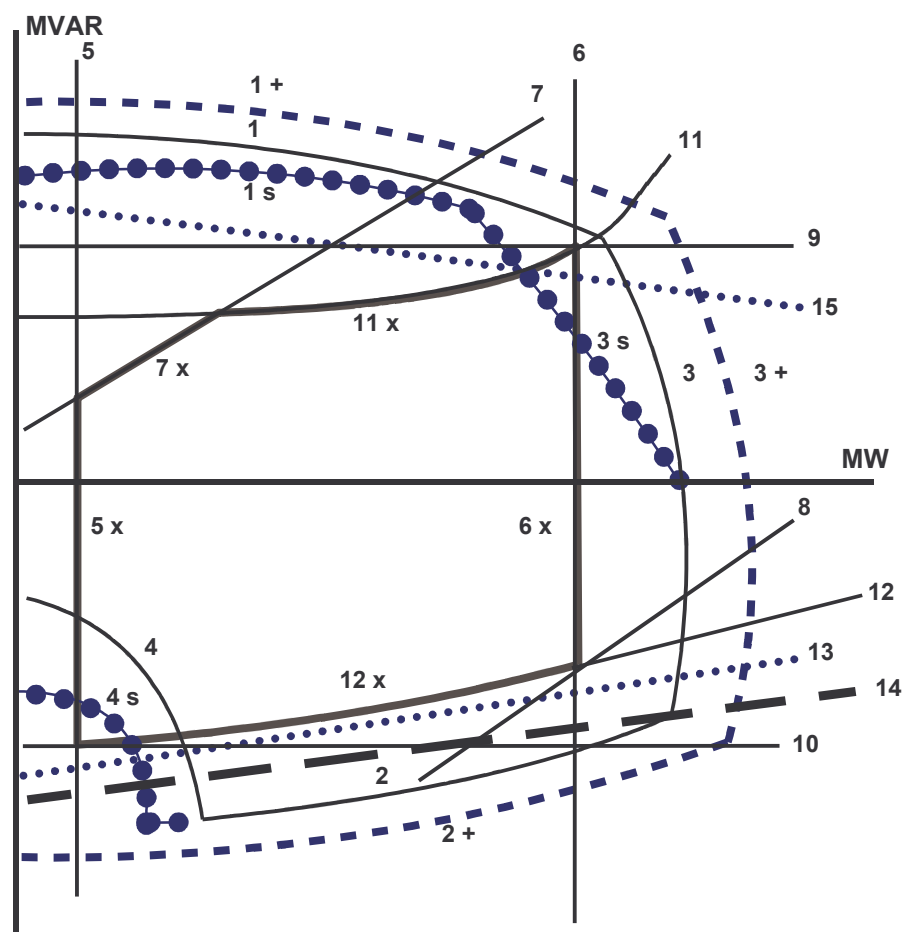


Figura 2.2 Límites en la carta de operación.

La línea discontinua 14 marca el límite de capacidad debido a estabilidad angular, el cual depende de la impedancia equivalente del sistema conectada al generador y del tipo y ajustes del sistema de control de excitación.

Las líneas 5 y 6 son los límites operativos máximo y mínimo del primo motor. El límite mínimo se define por razones de operación y protección. El límite máximo se debe a la capacidad máxima del primo motor, la cual puede incrementarse en una repotenciación.

El resto de límites tienen razones de operación y protección. Las líneas 9 y 10 son los límites operativos o toques de la referencia del sistema de control de excitación, las líneas 7 y 8 son los límites de alto y bajo voltaje del bus de servicios auxiliares de la central, las líneas 11 y 12 son los límites de alto y bajo voltaje de las terminales del generador y las líneas punteadas 13 y 15 son los límites impuestos por los limitadores de máxima (OEL) y mínima excitación (MEL) del sistema control de excitación.

Las líneas con círculos negros 1s, 3s y 4s son nuevos límites que imponen el considerar la saturación en los límites térmicos originales [35].

Bajo todas estas restricciones, el área contenida dentro de las líneas gruesas 5x, 7x, 11x, 6x, 8x y 12x es la zona de operación válida de un generador para intercambiar energía con el sistema de potencia. Con esto se cuidan todos los requerimientos de operación, control y protección del generador y los equipos relacionados dentro de una central de generación de energía eléctrica.

2.3 Interacciones

Del sistema de ecuaciones presentado en la sección 2.1.2 se puede deducir las variables de interacción necesarias para el modelo de generador. La figura 2.3 muestra las principales variables de interacción del generador con los equipos y sistemas con los que interactúa. V_t es el voltaje en terminales, I_t es la corriente de generación, V_f es el voltaje de campo, I_f es la corriente de campo, T_m es el par mecánico, ω es la velocidad mecánica, δ es el ángulo de carga, P es la potencia activa y Q es la potencia reactiva.

Cada uno de esos equipos y sistemas puede tener modelos de diferente grado de complejidad, desde los que consideran sólo un valor constante en la interacción hasta modelos muy detallados. En esta aplicación se utilizarán modelos de turbina térmica y su control, sistema de control de excitación estático y red eléctrica del sistema eléctrico de potencia. Estos modelos son simplificados pero tienen suficiente alcance para cumplir, en conjunto con el modelo de generador, con los requerimientos ya definidos. La figura 2.4 muestra el esquema del sistema que se simula [7].

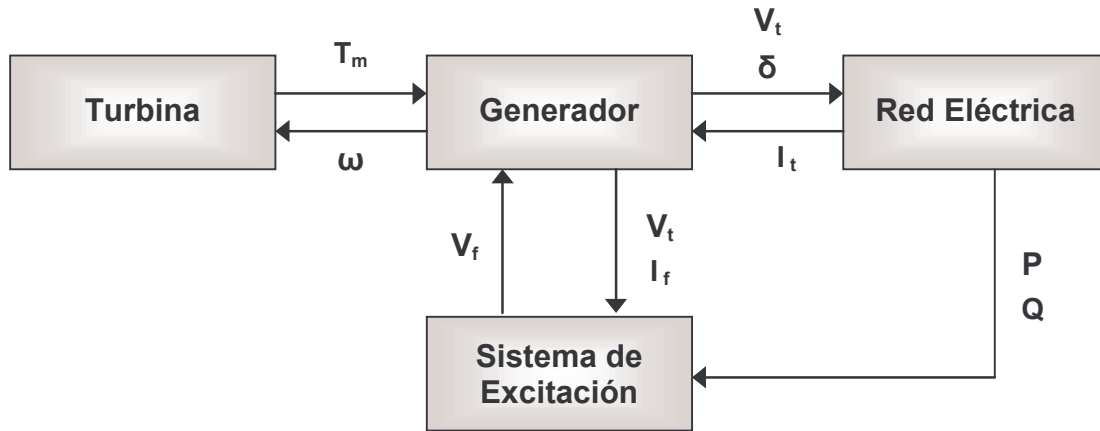


Figura 2.3 Diagrama de las variables de interacción.

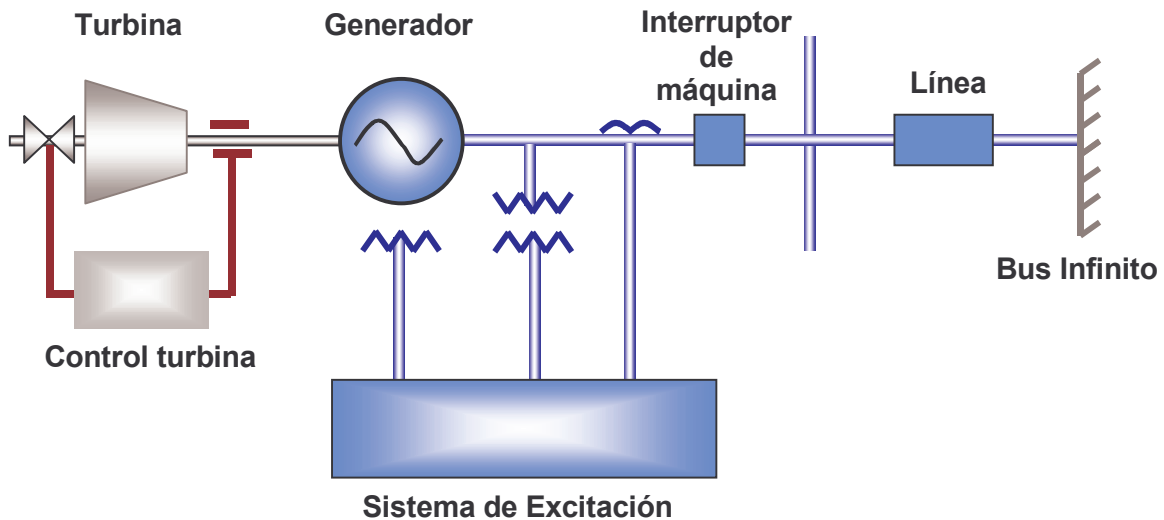


Figura 2.4 Esquema del sistema a simular.

2.3.1 Modelo del sistema de control de excitación

El sistema de control de excitación [6] que se usa en esta aplicación es uno de tipo estático alimentado de las terminales del generador a través de un transformador de excitación. La etapa de potencia está formada por un puente rectificador-inversor trifásico de onda completa. Cuenta con un regulador del voltaje de terminales tipo proporcional-integral y

una fuente de excitación inicial, pero no tiene componentes adicionales de control y protección como el limitador de máxima excitación, el limitador de mínima excitación, el limitador de relación de volts por hertz, el estabilizador de sistema de potencia, etcétera.

La figura 2.5 muestra el diagrama de bloques en el dominio de Laplace del modelo, donde V_t es el voltaje en terminales del generador, V_{ref} es la referencia del voltaje en terminales, K_p es la ganancia proporcional, τ_i es la constante de tiempo integral, K_a es la ganancia del amplificador, τ_a es la constante de tiempo del amplificador, K_{Ty} es la ganancia del puente de tiristores y V_f es el voltaje del campo del generador.

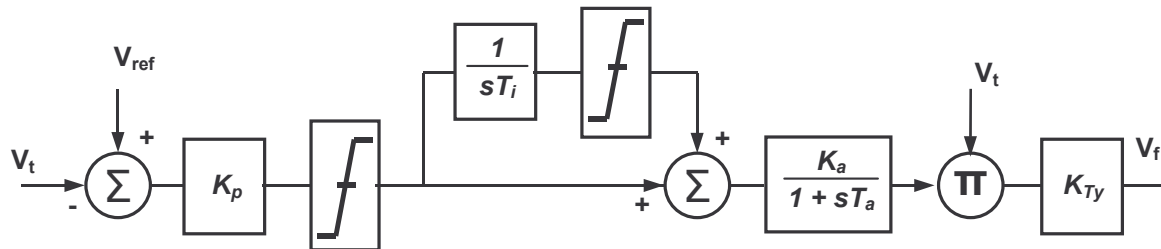


Figura 2.5 Modelo del sistema de control de excitación tipo estático.

2.3.2 Modelo de la turbina y gobernador de turbina

La figura 2.6 muestra el diagrama de bloques en el dominio de Laplace del modelo que se usa en esta aplicación para representar una turbina y su gobernador, ambos del tipo térmico [39]. El gobernador de la turbina considera una ganancia proporcional $1/R$ para la regulación de la velocidad mecánica ω en función de la velocidad mecánica de referencia ω_{ref} . La potencia mecánica de referencia P_{ref} es otra señal de entrada al gobernador, el cual se modela como un retardo de primer orden en su respuesta dinámica. La señal de salida es la apertura de las válvulas de control P_{GV} .

La turbina sólo considera un retardo de primer orden en su respuesta dinámica. Tiene como variable de entrada la apertura de las válvulas de control y como salida el par mecánico T_m que impulsa la flecha del generador. Este modelo no considera los efectos de la caldera, del vapor, los esfuerzos térmicos, etc.

Las constantes de tiempo asociadas con las respuestas del gobernador y la turbina son T_{GV} y T_T .

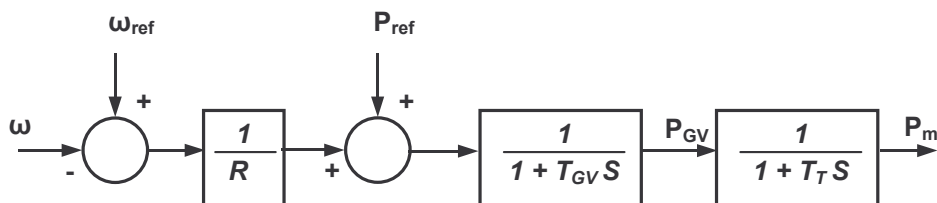


Figura 2.6 Modelo de la turbina térmica y gobernador.

2.3.3 Modelo de la red eléctrica

La figura 2.7 muestra la conexión entre los componentes que forman el modelo de red eléctrica. Para el generador se utiliza la representación de voltaje detrás de la impedancia subtransitoria. Donde $E'' \angle \delta$ es el voltaje interno subtransitorio y Z_G es la impedancia subtransitoria. La impedancia subtransitoria está formada por la suma de la resistencia de armadura y la reactancia subtransitoria en eje directo, bajo la suposición de ignorar la saliencia subtransitoria. La conexión del generador hacia el sistema de potencia se da en el nodo de terminales a través de un circuito equivalente de Thevenin. La impedancia equivalente de Thevenin Z_E representa a una línea de transmisión, por lo que se modela a través de un circuito serie RL de parámetros concentrados [55, 56]. El voltaje de Thevenin representa a un bus infinito, el cual tiene las características de voltaje y frecuencia constantes.

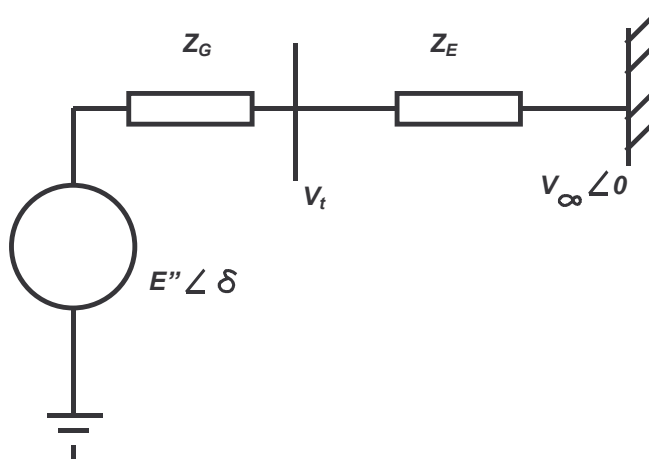


Figura 2.7 Modelo de la red del sistema potencia.

CAPÍTULO TRES

PROGRAMA DE SIMULACIÓN DIGITAL

3.1 Generalidades

En este capítulo se describe el diseño del programa de simulación digital donde se implementó el modelo definido en el capítulo previo. Este programa, además de incluir el modelo, incluye otros programas que permiten la realización de las pruebas de simulación fuera de línea, la visualización y el análisis de los resultados. Para realizar este programa se escogió el lenguaje de programación de Matlab [40], ya que cuenta con una poderosa plataforma de recursos de cálculo, de análisis y capacidades gráficas. Estos recursos son muy flexibles y fáciles de implementar, en un lenguaje de programación que tiene mucha aceptación y cuenta con muchas aplicaciones en las áreas científicas y de ingeniería.

El uso de capacidades gráficas y herramientas de análisis en los programas de simulación es, en la actualidad, un requerimiento muy importante, debido a la complejidad de los problemas que se enfrentan. Las llamadas interfases gráficas de usuario (GUI's) son el medio que facilita las acciones de diseño de pruebas, control de la simulación, visualización de resultados, análisis de resultados y validación de modelos.

En Matlab se han creado muchas aplicaciones, que van desde sencillas funciones de cálculo hasta sofisticados paquetes o cajas de herramientas para los estudios de los sistemas de potencia [41-43].

El programa que aquí se presenta contiene las funciones básicas de cualquier paquete de simulación en el dominio del tiempo como son: las condiciones iniciales, el ciclo de simulación y el ciclo de solución del modelo. Pero además reúne otro grupo de funciones, que tienen por objetivo facilitar la realización de las pruebas y el análisis de los resultados, como: captura de parámetros, verificación de valores de parámetros, captura de curvas de operación, aplicación de perturbaciones, almacenamiento en archivos de condiciones iniciales, establecimiento de condiciones iniciales grabadas en archivos, control del ciclo de simulación, cambio del método y paso de integración, registro histórico del comportamiento de variables, generación de archivos de comportamientos de variables, graficación contra el tiempo de variables y diagrama fasorial del generador. La figura 3.1 muestra las partes que integran al programa y que se detallan en las secciones siguientes.

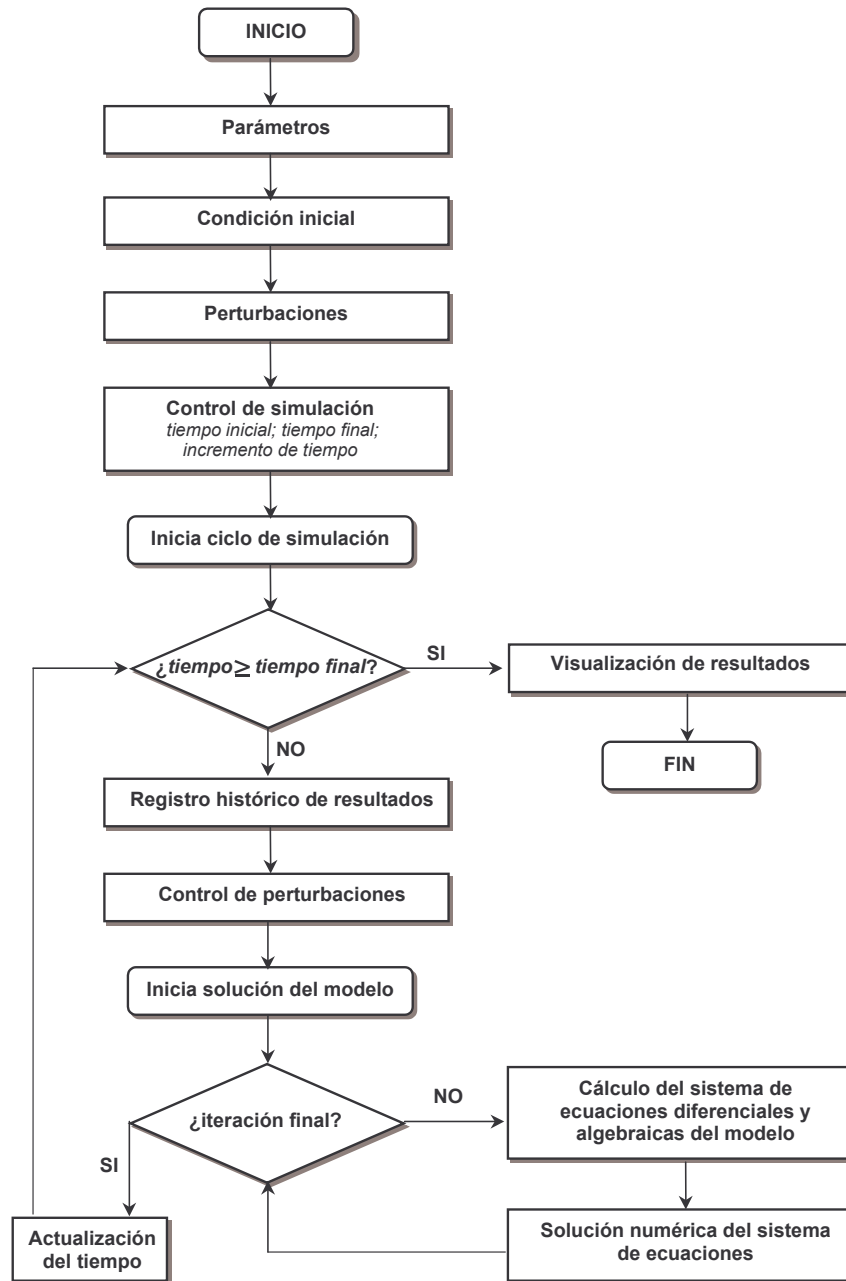


Figura 3.1 Diagrama de flujo del programa de simulación digital.

3.2 Parámetros

El propósito de esta etapa del programa es establecer los valores de los parámetros de los modelos de generador, sistema de control de excitación, turbina, control turbina y red

eléctrica. Además de proporcionar las funciones matemáticas que describen a la carta de operación y la curva de saturación a circuito abierto del generador. Esto se hace cargando un archivo previamente grabado con esos datos para una determinada unidad de generación.

Si la unidad de generación es nueva en este programa es necesario capturar los datos, parámetros y curvas a través de una interfase de captura (ver figura 3.2). Esta interfase verifica que cada parámetro capturado tenga un valor válido dentro de un intervalo de valores típicos. Si el usuario no dispone del valor de un parámetro, la interfase le indica el intervalo válido para cargar el parámetro e incluso le propone un valor por omisión. En el apéndice C se tiene el código, en Matlab, de la ventana de captura de parámetros que muestra la figura 3.2.

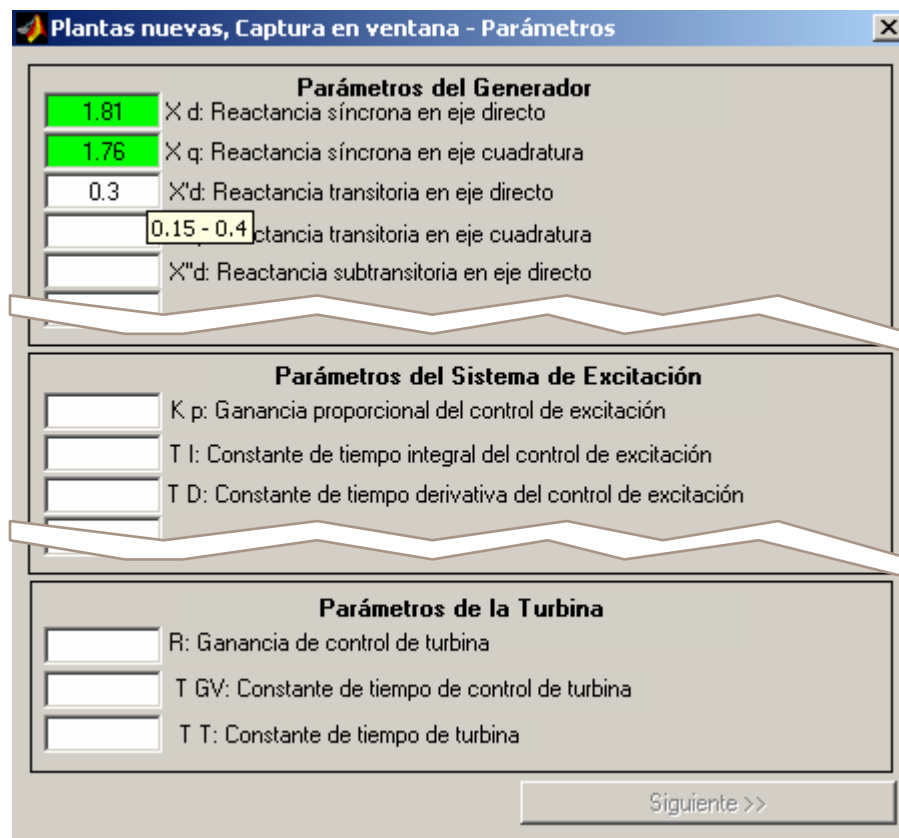


Figura 3.2 Ventana de captura de parámetros.

Una vez capturados los parámetros, la interfase solicita el archivo que contiene la imagen de la carta de operación correspondiente a dicha unidad (ver figura 3.3). Después solicita dos puntos no colineales con líneas horizontales o verticales para calcular los factores de escalamiento de la curva. Luego se capturan 9 puntos alrededor de la curva y con ellos se ajustan 4 funciones polinomiales de segundo grado. En un proceso parecido se carga el archivo con la imagen de la curva de saturación a circuito abierto, se obtienen sus factores de escalamiento, se capturan 4 puntos sobre la gráfica y se ajustan 2 funciones polinomiales una de primero y otra de segundo grado. Todo este proceso se realiza con la asistencia de un programa de ayuda animado.

Todos los parámetros capturados y las funciones polinomiales de las curvas se guardan en un archivo cuyo nombre lo relaciona con la unidad de generación capturada y que posteriormente se puede utilizar para establecer sus parámetros y curvas. En el apéndice B se tiene un diagrama esquemático con las funciones y archivos que forman esta parte del programa.

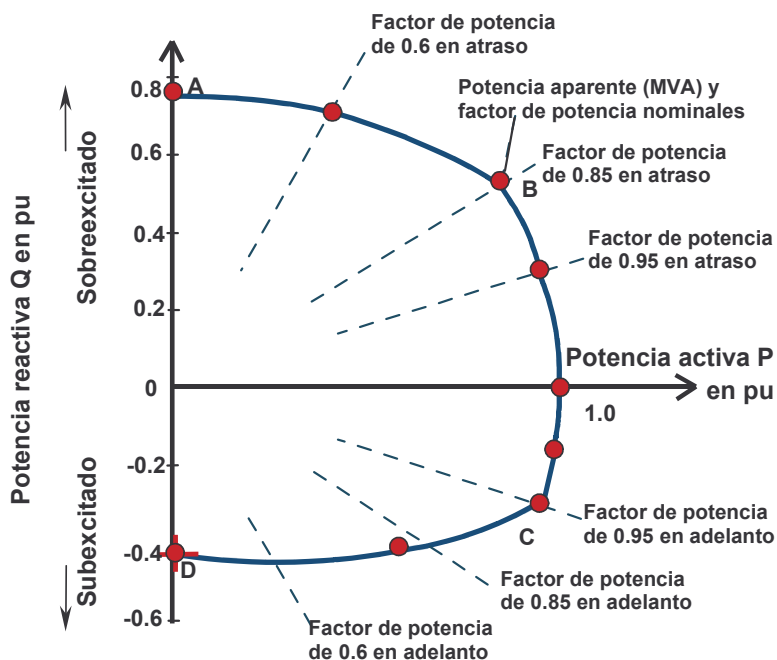


Figura 3.3 Captura de la carta de operación del generador.

3.3 Condición inicial

El propósito de esta etapa es establecer la condición inicial de la cual empiezan a simular los modelos. La condición inicial puede cargarse a partir de un archivo previamente grabado que contiene los valores de las variables de los modelos en cierta condición. Dicho archivo tiene grabado un comentario donde se identifica la condición.

Otra forma de establecer la condición inicial es a partir de un cálculo en estado estacionario del modelo. Para esto el programa solicita, a través de una ventana, modificar el voltaje del bus infinito y la impedancia de Thevenin equivalente del sistema de potencia, ya que tienen valores típicos por omisión. Luego pregunta por el modo de operación del generador: carga (por omisión) o vacío.

Si el generador está en una condición de operación con carga, solicita la potencia activa y reactiva en el nodo de terminales del mismo. Esto se puede hacer escribiendo los valores de ambas variables en una caja de diálogo, o bien, oprimiendo con el ratón un punto sobre una imagen de la carta de operación (ver figura 3.4). En ambos casos la interfase valida, con las funciones polinomiales obtenidas en la captura de parámetros si el punto de operación seleccionado está dentro o fuera de la carta de operación y envía un mensaje. Con los valores de potencia activa y reactiva en el nodo de terminales del generador, el programa resuelve un problema de flujos de potencia a través del método de Gauss-Seidel y calcula el voltaje en terminales.

Si el generador está en una condición de operación en vacío, solicita el valor del voltaje en el nodo de terminales del mismo. Esto se puede hacer escribiendo el valor de la variable en una caja de diálogo o bien oprimiendo con el ratón un punto sobre una imagen de la curva de saturación a circuito abierto (ver figura 3.5). En este último caso sólo se toma el valor de la ordenada del punto de operación seleccionado para asignar el valor del voltaje en terminales.

Indistintamente del modo de operación seleccionado, la interfase solicita al usuario los fenómenos de la máquina que se consideran para la simulación como:

- a).- Con saturación (por omisión) o sin saturación
- b).- Con magnetismo remanente (por omisión) o sin magnetismo remanente
- c).- Con variaciones de voltaje por velocidad (por omisión) o sin variaciones de voltaje por velocidad

Con todas las consideraciones anteriores se inicializan el resto de variables de los modelos de generador, sistema de control de excitación, turbina, control turbina y red eléctrica. En el apéndice B se tiene un diagrama esquemático con las funciones y archivos que forman esta parte del programa.

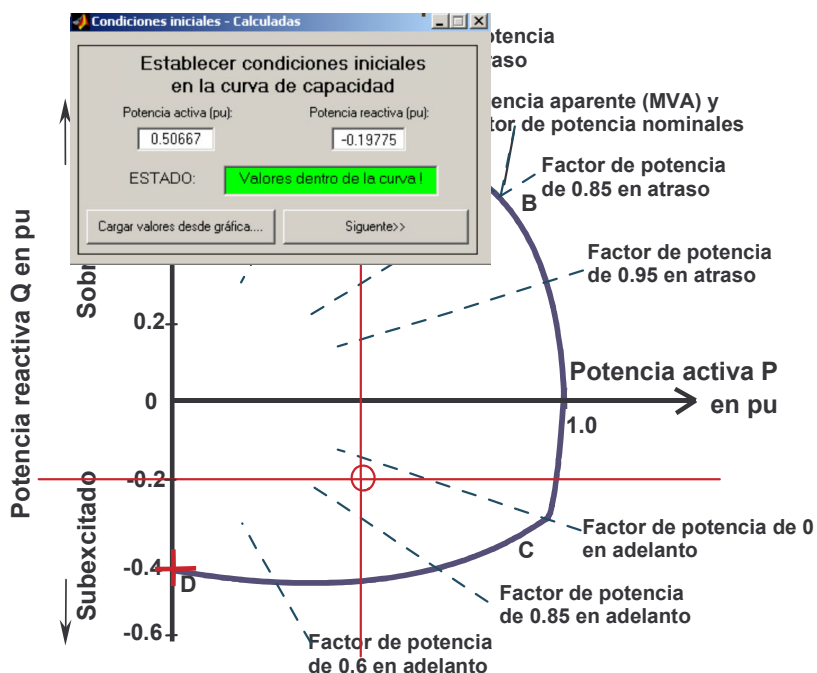


Figura 3.4 Selección de condición inicial desde la carta de operación del generador.

3.4 Perturbaciones

El propósito de esta etapa es configurar, programar, aplicar y suspender las perturbaciones que dan origen a los transitorios que son necesarios poner a prueba. La lista de perturbaciones disponibles es acorde con aquellas señaladas en la sección 2.1.1 y son divididas en perturbaciones para la condición de carga y perturbaciones para la condición de vacío. La figura 3.6 muestra la ventana a través de la cual se aplican las perturbaciones y sólo se pueden utilizar aquellas definidas para el modo de operación actual: carga o vacío. Cada perturbación puede tener varios atributos como: tiempo de aplicación, tiempo de suspensión y el cambio de valor de alguna variable. En el apéndice B se tiene un diagrama esquemático con las funciones y archivos que forman esta parte del programa.

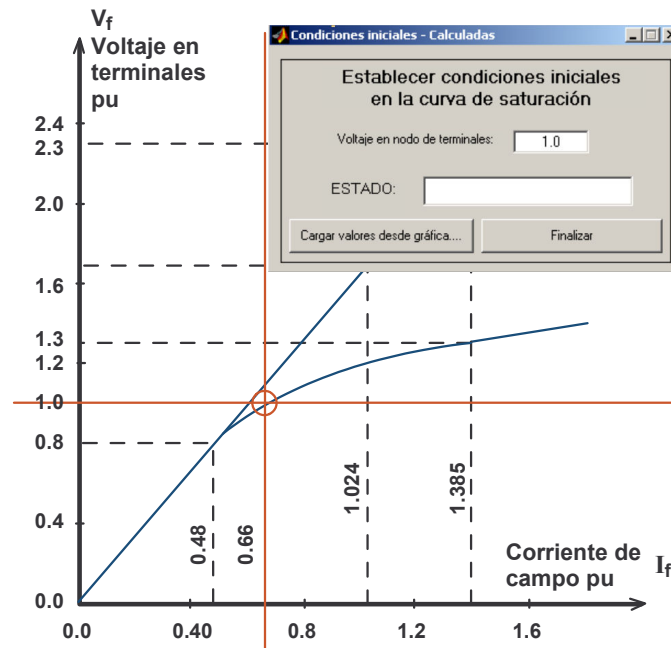


Figura 3.5 Selección de condición inicial desde la curva de saturación a circuito abierto.

3.5 Control de la simulación

En esta etapa se establecen el método numérico de solución para el sistema de ecuaciones diferenciales del modelo, el paso de ejecución o paso de integración, el tiempo inicial de la prueba y el tiempo final de la prueba (ver figura 3.7).

Los métodos numéricos de solución para sistema de ecuaciones diferenciales disponibles son: el método de Euler, un método Predictor-Corrector, el método de Runge-Kutta de 4º orden y el método de Runge-Kutta-Gill. Estos métodos tienen las características que son métodos de paso fijo, son fáciles de implementar y son los más utilizados en la mayoría de las aplicaciones.

Si no se pide a la ventana de dialogo cambiar el método de integración, el programa tomara por omisión, y por recomendación, el método de Runge-Kutta-Gill. Esto se debe a que se realizaron pruebas, que no se reportan en este documento, con los cuatro métodos disponibles y se encontró que el Runge-Kutta-Gill es el método que presenta mejores resultados para los mayores pasos de integración. En orden decreciente se localizan los

métodos de Runge-Kutta de 4° orden, Predictor-Corrector y Euler. La referencia 5 recomienda el uso de este método porque minimiza los errores de redondeo y también los requerimientos de memoria en la computadora.

Por omisión, la ventana de dialogo asigna un paso de integración de 0.01 segundos. Esto como resultado de probar las perturbaciones más severas con el método de Runge-Kutta-Gill y encontrar que es el mayor paso de integración que permite resultados más exactos para estas perturbaciones. En la gran mayoría de las pruebas que se reportan en este trabajo el sistema de ecuaciones diferenciales del modelo se resolvió con el método de Runge-Kutta-Gill y un paso de 0.01 segundos.

Los valores por omisión son para el tiempo inicial de 0.0 segundos y para el tiempo final 10.0 segundos.

En el apéndice B se tiene un diagrama esquemático con las funciones y archivos que forman esta parte del programa.

3.6 Ciclo de Simulación

Esta etapa es un ciclo iterativo que calcula el tiempo de simulación. Partiendo del tiempo inicial de la prueba, con incrementos fijos del valor del paso de integración, se llega al tiempo final de la prueba. En cada iteración, además de calcular el tiempo de simulación, se realiza el registro histórico de las principales variables del modelo y manda ejecutar otro ciclo iterativo llamado solución del modelo. En el apéndice B se tiene un diagrama esquemático con las funciones y archivos que forman esta parte del programa.

3.7 Ciclo de solución del modelo

Esta etapa también es un ciclo iterativo que calcula y resuelve el sistema de ecuaciones algebraicas y diferenciales que conforman el modelo, para un tiempo determinado en la simulación. Aquí, el número de iteraciones es un número fijo que depende del método numérico de solución. Así para el método de Euler es una iteración; para el método Predictor-Corrector son dos iteraciones, para el método de Runge-Kutta de 4° orden y para el método de Runge-Kutta-Gill son cuatro iteraciones. En cada iteración se calcula el sistema de ecuaciones algebraicas y diferenciales del modelo y luego se calcula una solución aproximada. Al final del total de iteraciones se tiene una solución final más exacta. En el apéndice B se tiene un diagrama esquemático con las funciones y archivos que forman esta parte del programa.

Perturbaciones

Carga

Toma de carga
 Tiempo de aplicación: 130.0
 Tiempo de suspensión: 1270.0

Rechazo de carga
 Tiempo de aplicación: 1.0
 Potencia en pu a rechazar: 0.5

Escalón en potencia mecánica de referencia
 Tiempo de aplicación: 1.0
 Ref. de potencia mecánica: 1.0

Rechazo de generación
 Tiempo de aplicación: 1.0
 Potencia en pu a absorber: 0.5

Escalón en potencia reactiva
 Tiempo de aplicación: 1.0
 Referencia de voltaje: 0.95

Aislamiento del sistema
 Tiempo de aplicación: 1.0

Corto circuito trifásico en terminales
 Tiempo de aplicación: 1.0
 Tiempo de suspensión: 1.07

Cambios en la red del sistema de potencia
 Tiempo de aplicación: 1.0
 Impedancia equivalente: 0.15

Pérdida de campo
 Tiempo de aplicación: 1.0

Disparo de turbina con carga, motorización con campo
 Tiempo de aplicación: 1.0
 Potencia de pérdidas: -0.1

Disparo de turbina con carga, motorización sin campo
 Tiempo de aplicación: 1.0
 Potencia de pérdidas: -0.1

Vacio

Excitación
 Tiempo de aplicación: 1.0
 Referencia de voltaje: 1.0

Escalón de tensión positivo
 Tiempo de aplicación: 1.0
 Referencia de voltaje: 1.0

Desexcitación
 Tiempo de aplicación: 1.0
 Referencia de voltaje: 0.0

Sincronización normal
 Tiempo de aplicación: 1.0

Escalón de tensión negativo
 Tiempo de aplicación: 1.0
 Referencia de voltaje: 0.8

Sincronización fallada
 Tiempo de aplicación: 1.0
 Angulo de desfase en grados: 0.0
 Desviación de magnitud: 1.0

Disparo de turbina en vacio, con campo fijo
 Tiempo de aplicación: 5
 Potencia de pérdidas: -0.1

Disparo de turbina en vacio
 Tiempo de aplicación: 5
 Potencia de pérdidas: -0.1

Cancelar Aplicar

Figura 3.6 Selección de perturbaciones para una condición de carga.

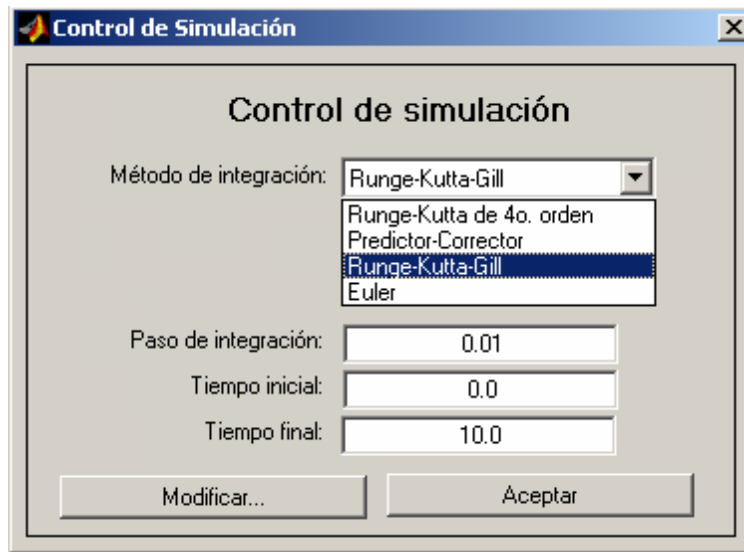


Figura 3.7 Ventana de control de simulación.

3.8 Registro histórico de resultados

En esta etapa se guardan los valores de las principales variables del modelo en cada iteración del ciclo de simulación. Este registro se utiliza para observar los comportamientos de las variables al final de la prueba de simulación en este mismo programa, con la opción de visualización, o para exportarlos a través de archivos a otros programas. Las variables que tienen registro histórico son el voltaje en terminales V_t , el voltaje de campo V_f , la corriente de campo I_f , la velocidad de la turbina ω , la corriente de generación I_t , la potencia activa P , la potencia reactiva Q y del ángulo del rotor de la máquina δ . En el apéndice B se tiene un diagrama esquemático con las funciones y archivos que forman esta parte del programa.

3.9 Visualización

En esta etapa se dispone de dos tipos de recursos gráficos para realizar el análisis de los resultados obtenidos al término de cada prueba de simulación. Estos recursos son la gráfica de respuesta temporal de las principales variables del modelo, listadas en la sección anterior, y el diagrama fasorial del generador. La figura 3.8 muestra un ejemplo de una gráfica de respuesta temporal y la figura 3.9 muestra un ejemplo de un diagrama fasorial.

Además de las opciones que presenta este programa, Matlab tiene un extenso grupo de funciones de cálculo y visualización las cuales permiten profundizar el análisis de los resultados en caso necesario. En el apéndice B se tiene un diagrama esquemático con las funciones y archivos que forman esta parte del programa.

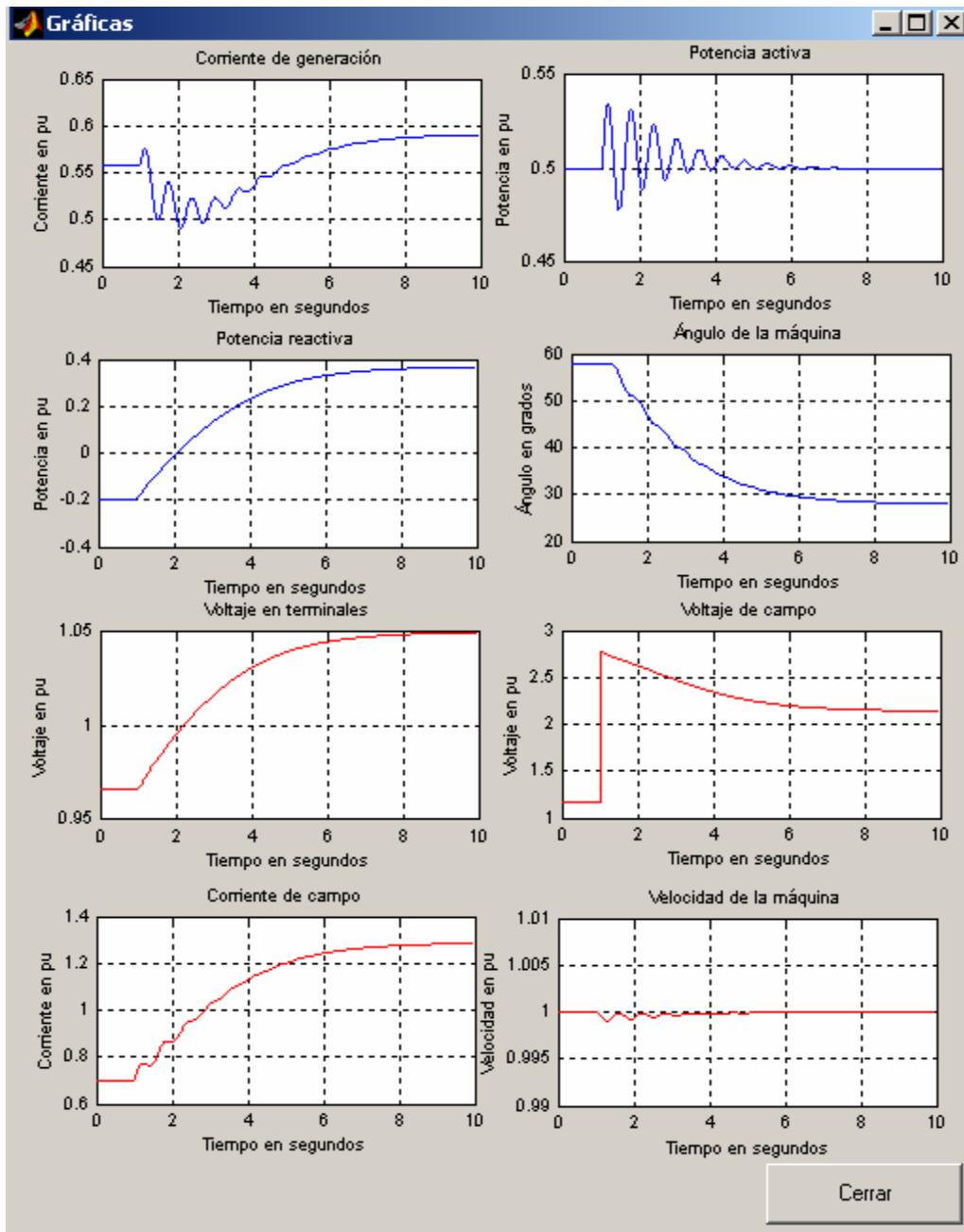


Figura 3.8 Gráficas de respuesta temporal ante un escalón de reactivos positivo de 0.6 pu.

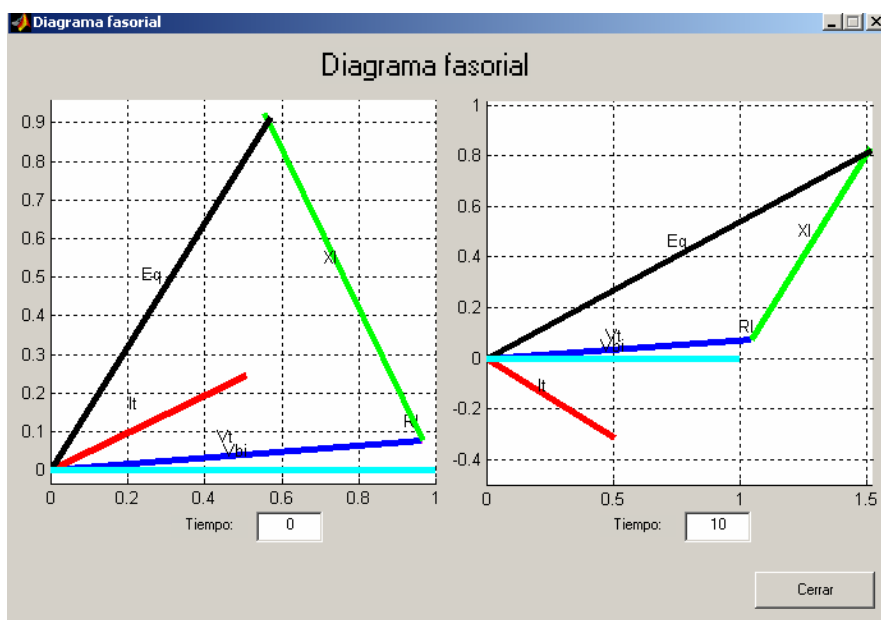


Figura 3.9 Diagramas fasoriales antes y después de un escalón de reactivos positivo.

3.10 Modelo matemático

El modelo matemático está formado por el sistema de ecuaciones algebraicas y diferenciales que representa al sistema simulado descrito en la sección 2.3. Está dividido en cuatro submodelos: i) el generador, ii) el sistema de control de excitación, iii) la red eléctrica del sistema de potencia y, iv) la turbina y el control de la turbina.

De acuerdo a su función, las ecuaciones se localizan en la parte de condiciones iniciales y en la parte del ciclo de solución del modelo. En ambas partes las ecuaciones pertenecientes a un submodelo se encuentran reunidas en bloques y separadas del resto de las ecuaciones de los otros submodelos. La secuencia de ejecución de los submodelos es: generador, red eléctrica, sistema de excitación y turbina con su control. En el apéndice D se tiene el código, en Matlab, de cada uno de los submodelos que integran el sistema simulado.

En este código se siguieron las recomendaciones de programación de modelos usadas en la Gerencia de Simulación del IIE. Algunas características de estas recomendaciones son: el uso de una nomenclatura definida para los identificadores de variables, poner comentarios en cada línea de código, evitar recálculo de variables, usar una programación sencilla y estructurada; usar instrucciones y funciones elementales del lenguaje y; evitar el uso de instrucciones y funciones sofisticadas y de uso no estándar. Esto último también facilita la migración de este modelo hacia aplicaciones codificadas en Fortran o Lenguaje C, con un mínimo de esfuerzo.

CAPÍTULO CUATRO

RESULTADOS Y ANÁLISIS DE LAS PRUEBAS

4.1 Generalidades de las pruebas

En este capítulo se muestran los resultados de la simulación de las pruebas mencionadas en la sección 2.1.1 con el modelo de máquina síncrona y los modelos simplificados de sistema de excitación, red eléctrica, turbina y su control; con la configuración que se define en la figura 2.4. A menos que se indique lo contrario no se simula la acción de las protecciones del sistema simulado.

No se reportan pruebas de los estados estacionarios, sólo pruebas del estado transitorio resultante de aplicar las perturbaciones que dan origen a las pruebas ya especificadas. Sin embargo, se puede considerar que las pruebas de estado estacionario están contenidas en las pruebas de estado transitorio, ya que en cada prueba que se reporta se parte de un estado estacionario válido de acuerdo a la sección 2.2, y un tiempo después se aplica la perturbación.

4.2 Validación de resultados

Existen diversas técnicas y criterios para verificar, validar, acreditar y aceptar modelos para simulación [44-48]. Una de las formas más utilizadas de verificar la validez de resultados de pruebas de simulación es la comparación de éstos contra resultados de pruebas reales. Otra forma es comparar los resultados de pruebas de simulación contra las salidas (resultados) provenientes de paquetes computacionales que tengan amplio reconocimiento y aceptación por la comunidad de sistemas de potencia. En ambos casos estos comportamientos se toman como la referencia que es necesaria reproducir para obtener un modelo válido, al menos para los comportamientos que se tomaron como referencia.

Para poder reproducir un comportamiento de referencia de un generador síncrono es necesario tener aparte de dicho comportamiento, en forma de gráfica o tabulación, la siguiente información: datos de placa o de operación nominal, parámetros para los modelos, la carta de operación y la curva de saturación.

Debido a que en este trabajo no se dispone un grupo completo de comportamientos de referencia se tomaron comportamientos de tres plantas diferentes, dos reales y una simulada. En el caso de las pruebas reales se tomaron de gráficas de reportes de pruebas sintomáticas o de evaluación del sistema de control de excitación [49, 50] de dos generadores de gran capacidad, uno de 160 MW de la unidad 1 de la Central Termoeléctrica Guadalupe Victoria (Planta de Referencia 1) y otro de 350 MW de la unidad 4 de la Central Carboeléctrica Carbón II (Planta de Referencia 2). Para el caso de la planta de referencia simulada se tomaron los ejemplos de la referencia 3, para una central de tipo térmico con una unidad equivalente a 4 unidades de 500 MW cada una (Planta de Referencia 3). Para las tres plantas los comportamientos se encuentran disponibles en gráficas impresas en papel y para llevar a cabo la comparación fue necesario digitalizarlas y normalizarlas sobre los valores nominales o base de cada unidad.

Para el modelo del generador de las plantas reales, los datos y la mayoría de los parámetros se tomaron de los manuales de fabricante (información anexa a las referencias 49 y 50). En algunos casos en donde no se tiene el dato se usó un valor típico, de acuerdo al tamaño de la unidad [5, 32]. Para los modelos de sistema de excitación, red eléctrica, turbina y control de turbina en todos los casos se utilizó un grupo de parámetros con valores típicos. Sin embargo, en las pruebas se hicieron ajustes a algunos parámetros del modelo de red eléctrica para estado estacionario y del modelo de sistema de excitación para estado transitorio. En el caso de la planta simulada todos los datos están disponibles en la referencia 5. La tabla 4.1 contiene los datos nominales y los parámetros de los modelos de cada una de las tres plantas, donde S es la potencia aparente nominal, fp es el factor de potencia nominal, V_t es el voltaje en terminales nominal y f es la frecuencia nominal. La tabla 4.1 presenta los parámetros estándar del generador, pero el modelo utiliza los parámetros fundamentales. La tabla 4.2 muestra los parámetros fundamentales para el modelo del generador de cada una de las tres plantas de referencia con base en las ecuaciones 2.20 a 2.29 y sin considerar la saturación.

Datos	Planta de referencia 1	Planta de referencia 2	Planta de Referencia 3
Central	Gpe. Victoria	Carbón	Kundur
S	177.8 MVA	388.88 MVA	2220 MVA
fp	0.9	0.9	0.9
V_t	15 Kv	20 Kv	24 Kv
f	60 Hz	60 Hz	60 Hz
X_d	1.614 pu	1.69 pu	1.81 pu
X_q	1.527 pu	1.615 pu	1.76 pu
X'_d	0.207 pu	0.268 pu	0.3 pu
X'_q	0.207 pu	0.268 pu	0.65 pu
X''_d	0.153 pu	0.182 pu	0.23 pu
X''_q	0.153 pu	0.182 pu	0.25 pu
X_l	0.089 pu	0.1 pu	0.15 pu
R_a	0.003 pu	0.0042 pu	0.003 pu
T'_{d0}	5.69 s	3.7 s	8.0 s
T'_{q0}	0.7 s	0.4 s	1.0 s
T''_{d0}	0.06 s	0.04 s	0.03 s

Datos	Planta de referencia 1	Planta de referencia 2	Planta de Referencia 3
T''_{q0}	0.06 s	0.04 s	0.07 s
H	1.704 s	3.04 s	3.5 s
K_D	0	0	0
A_{sat}	0.031	0.031	0.031
B_{sat}	6.93	6.93	6.93
Ψ_{T1}	0.8 pu	0.8 pu	0.8 pu
Ψ_{T2}	∞ pu	∞ pu	∞ pu
V_u	0.02 pu	0.02 pu	0.02 pu
K_p	8	8	8
T_i	0.33 s	0.33 s	0.33 s
K_a	1.0	1.0	1.0
T_a	0.05 s	0.05 s	0.05 s
K_{Ty}	1.0	1.0	1.0
T_{GV}	0.2 s	0.2 s	0.2 s
T_T	0.2 s	0.2 s	0.2 s
R	20.0	20.0	20.0
Z_E	$j0.1$ pu	$j0.1$ pu	$j0.1$ pu
V_∞	1.0 pu	1.0 pu	1.0 pu

Tabla 4.1 Datos nominales y parámetros estándar de las plantas de referencia.

Datos	Planta de referencia 1	Planta de referencia 2	Planta de Referencia 3
Central	Gpe. Victoria	Carbón	Kundur
L_{ad}	1.5250	1.5900	1.6600
L_{aq}	1.4380	1.5150	1.6100
L_{fd}	0.1279	0.1878	0.1649
L_{1d}	0.1399	0.1602	0.1714
L_{1q}	0.1285	0.1890	0.7252
L_{2q}	0.1399	0.1602	0.1250
R_{fd}	7.7053e-004	0.0013	6.0507e-004
R_{1d}	0.0114	0.0218	0.0284
R_{1q}	0.0059	0.0113	0.0062
R_{2q}	0.0114	0.0218	0.0237

Tabla 4.2 Parámetros fundamentales del modelo del generador.

En lo siguiente se muestran los resultados de las pruebas simuladas, que tienen relación con alguna de las plantas de referencia, divididas en dos grandes bloques: las pruebas que parten de condiciones en vacío y las pruebas que parten de condiciones con carga. Para la Planta de Referencia 1 se simulan las pruebas de excitación, desexcitación y escalones de tensión, las cuales se comparan contra comportamientos de referencia de la misma Planta real. Para la Planta de Referencia 2 se simula la prueba de escalones de reactivos, la cual se compara con la misma prueba real de la Planta. Y para la Planta de Referencia 3 se simulan las pruebas de sincronización, sincronización fallada, disparo de turbina en vacío, toma de

carga, rechazo de carga, aislamiento del generador, motorización con campo, motorización sin campo, corto circuito y pérdida de campo, de las cuales sólo las dos últimas se comparan contra comportamientos de referencia de la misma Planta real.

En el análisis de cada prueba se precisa si ésta es de operación normal, anormal o de pruebas sintomáticas o de evaluación. Además en cada caso se explica la influencia de fenómenos de saturación, magnetismo remanente, voltajes de velocidad y los efectos subtransitorios de los devanados amortiguadores. Todas las pruebas inician con un estado estacionario y un tiempo después se aplica una perturbación que da origen al comportamiento que se analiza.

Para cuantificar la comparación de los comportamientos simulados contra los de referencia se emplea un índice de error máximo definido por la siguiente ecuación:

$$e_{\max} = \frac{\max(x_{ref} - x_{sim})}{I_{nterv}} 100 \quad (4.1)$$

donde e_{\max} es el porcentaje de error máximo de los comportamientos comparados y se calcula como el cociente porcentual de la máxima diferencia entre el comportamiento de referencia x_{ref} y el comportamiento simulado x_{sim} , sobre el intervalo nominal de operación I_{nterv} de dichos comportamientos.

Los resultados se muestran en forma de gráficas de la respuesta en el tiempo de las principales variables del sistema simulado. Estas variables se presentan en dos grupos de cuatro variables cada uno. El voltaje en terminales V_t , el voltaje de campo V_f , la corriente de campo I_f y de la velocidad de la turbina ω , conforman el primer grupo que se refiere como “variables de operación en vacío”. La corriente de generación I_t , la potencia activa P , la potencia reactiva Q y del ángulo del rotor de la máquina δ , conforman el segundo grupo que se refiere como “variables de operación con carga”.

4.3 Pruebas que parten de la condición de operación en vacío

La condición de operación en vacío del generador es aquella en la cual el interruptor de conexión entre el generador y la red eléctrica del sistema de potencia, interruptor de máquina, está abierto (ver figura 2.4). También se le refiere como condición de operación sin carga debido a que no existe flujo de potencia entre el generador y la red eléctrica del sistema de potencia o condición de operación de circuito abierto porque por los circuitos del estator no fluye corriente debido al interruptor abierto. Por tanto la potencia activa P , la potencia reactiva Q y la corriente de generación I_t siempre son cero.

$$P = 0.0 \quad (4.2)$$

$$Q = 0.0 \quad (4.3)$$

$$I_t = 0.0 \quad (4.4)$$

Normalmente la velocidad mecánica de la turbina se encuentra siempre en su valor nominal, sino se especifica lo contrario.

$$\omega = 1.0 \quad (4.5)$$

El voltaje en terminales puede estar en cualquier valor a lo largo de la curva característica de circuito abierto (OCC, ver figura A.1 en apéndice A), desde los voltajes de umbral debidos al magnetismo remanente hasta los voltajes más altos en las regiones saturadas. Esa misma curva determina el valor de la corriente de campo, en relación directa al voltaje en terminales, que puede ir desde cero hasta los valores altos en las regiones saturadas.

En esta condición, normalmente existe corriente en el circuito de campo del generador, excepto antes de la excitación y después de la desexcitación. El resto de circuitos del rotor no presentan corriente.

4.3.1 Excitación del campo del generador

La operación de excitar o excitación del campo del generador es parte de la operación normal, en un arranque o un restablecimiento del generador. Se realiza, después de tener velocidad nominal en el rotor del generador, con el cierre del interruptor de campo (41) y el interruptor de excitación inicial (31), si existe la fuente de excitación inicial. Antes deberá estar preestablecido un valor de voltaje de referencia V_{ref} en el sistema de control de excitación que normalmente va entre 0.7 a 1.1 pu [6, 51-53].

La figura 4.1 presenta la comparación de dos pruebas simuladas contra una prueba real de una excitación para la planta de referencia 1. La excitación se inicia medio segundo después de iniciada la simulación, con una referencia de voltaje de 0.7 pu, por lo que no influye el efecto de la saturación magnética del entrehierro (considerado a partir de 0.8 pu).

Uno de los casos simulados y el caso real parten de un estado estacionario de cero voltaje en terminales y al iniciar la excitación se les aplica una fuente de excitación inicial de 0.7 pu de voltaje de campo. La excitación normal se toma de las terminales del generador a través de un transformador de excitación que la envía a un rectificador-inversor trifásico totalmente controlado de onda completa (convertidor estático) que alimenta el campo del mismo generador. Cuando el voltaje producido por la excitación normal es mayor al de la excitación inicial, esta última queda fuera de operación y la excitación normal alimenta el campo en forma permanente.

El otro caso simulado parte de un estado estacionario de 0.02 pu de voltaje en terminales, que representa el efecto del magnetismo remanente, el cual es suficiente para dar inicio a la excitación normal a través del transformador de excitación y el convertidor estático, sin necesidad de la entrada y salida de una fuente adicional de excitación inicial.

En la figura 4.1 se puede observar como el proceso de excitación es más rápido cuando se utiliza la excitación inicial que cuando sólo se utiliza el magnetismo remanente para iniciar la excitación.

Para la comparación de la prueba real contra la simulada, sólo se dispone de comportamientos reales del voltaje en terminales y del voltaje de campo para el caso que utiliza excitación inicial [49]. En la comparación contra el correspondiente caso simulado se observa un ligero retraso de unas cuantas décimas de segundo en el tiempo de excitación del voltaje en terminales simulado respecto al real. El error máximo, definido en la ecuación 4.1, encontrado en la comparación del voltaje en terminales es de 15% y en el voltaje de campo de 26%. Estos valores de error son grandes, pero no son muy significativos debido a las grandes incursiones que tienen las variables, en casi todo su intervalo de operación. Esta discrepancia puede ser atribuible al equipo de medición utilizado para generar la gráfica del comportamiento real. Sin embargo, la respuesta del modelo se puede considerar como aceptable para esta aplicación ya que la tendencia de las variables es la correcta.

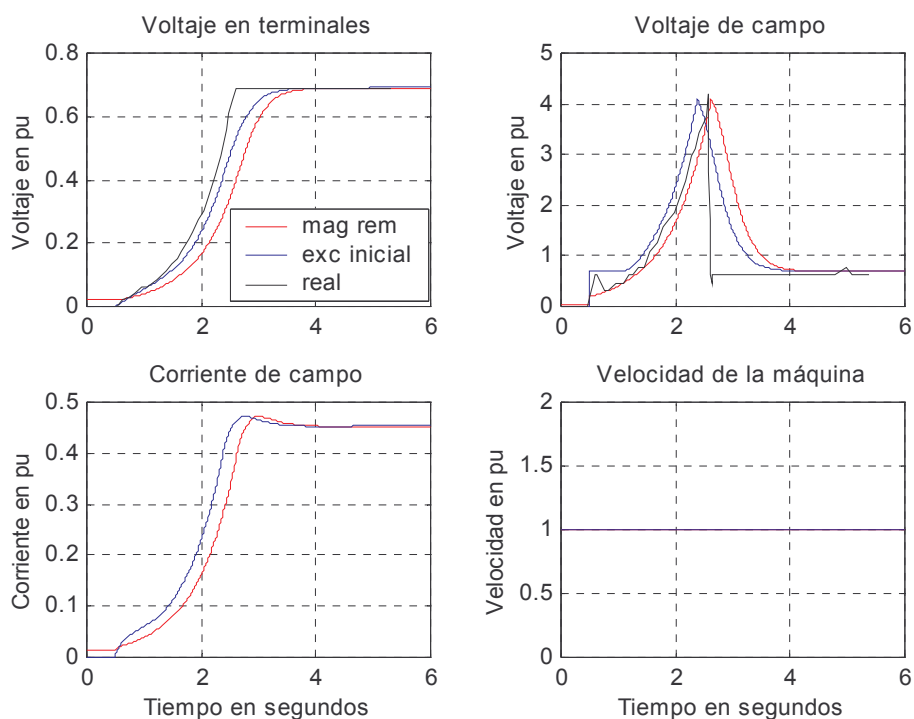


Figura 4.1 Excitación de campo de generador con excitación inicial y con magnetismo remanente.

4.3.2 Desexcitación del campo del generador

La operación de desexcitar o desexcitación del campo del generador es parte de la operación normal, en una salida programada del generador, y se realiza mandando a cero el valor de voltaje de referencia V_{ref} en el sistema de control de excitación y cuando el voltaje en terminales V_t alcanza un valor bajo, de entre 0.35 y 0.05 pu, se abre el interruptor de campo (41) [6, 51-53].

La figura 4.2 presenta la comparación de dos pruebas simuladas contra una prueba real de una desexcitación para la planta de referencia 1. Las pruebas parten de un estado estacionario de voltaje en terminales nominal y un segundo después se inicia la desexcitación. En uno de los casos simulados se considera la saturación del entrehierro en el modelo del generador y en el otro caso simulado no. Por supuesto que el caso real que se presenta sí contiene el efecto de la saturación.

En el momento de iniciar la desexcitación se puede ver como el voltaje de campo alcanza un alto valor negativo producto de la operación en modo inversor del convertidor estático. Esta acción provoca la rápida caída en los valores de corriente de campo y voltaje en terminales, y cuando este último alcanza un valor de 0.15 pu se dispara el interruptor de campo 41 y el voltaje de campo cae a cero. Al desaparecer el voltaje de campo, tanto la corriente de campo como el voltaje en terminales cambian su pendiente de caída de una respuesta forzada a una respuesta natural hasta llegar a un valor de cero. Cuando abre el interruptor de campo se supone que se cortocircuita la fuente de voltaje de campo y no se agrega ninguna resistencia de descarga al campo, por lo que la corriente de campo fluye hasta desaparecer con la sola oposición del devanado de campo.

La diferencia de considerar o no la saturación se observa en el comportamiento de estado estacionario inicial de la corriente de campo y el voltaje de campo. Se observa como se necesita mayor corriente de campo y mayor voltaje de campo en el caso saturado que en el caso no saturado para mantener el mismo nivel de tensión del generador. Fuera de lo anterior la saturación no afecta mayormente esta prueba ya que la mayor parte de los comportamientos se dan en las regiones no saturadas.

Para la comparación de la prueba real contra la simulada, se dispone de comportamientos reales del voltaje en terminales, del voltaje de campo y de la corriente de campo [49]. El error máximo encontrado en la comparación de: el voltaje en terminales es de 14%, el voltaje de campo es de 23% y la corriente de campo es de 9%. Aquí también los valores de error son grandes, pero no son muy significativos debido a las grandes incursiones que tienen las variables, en casi todo su intervalo de operación. Esta discrepancia puede ser atribuible al equipo de medición utilizado para generar la gráfica del comportamiento real. Sin embargo, la respuesta del modelo se puede considerar como aceptable para esta aplicación ya que la tendencia de las variables es la correcta.

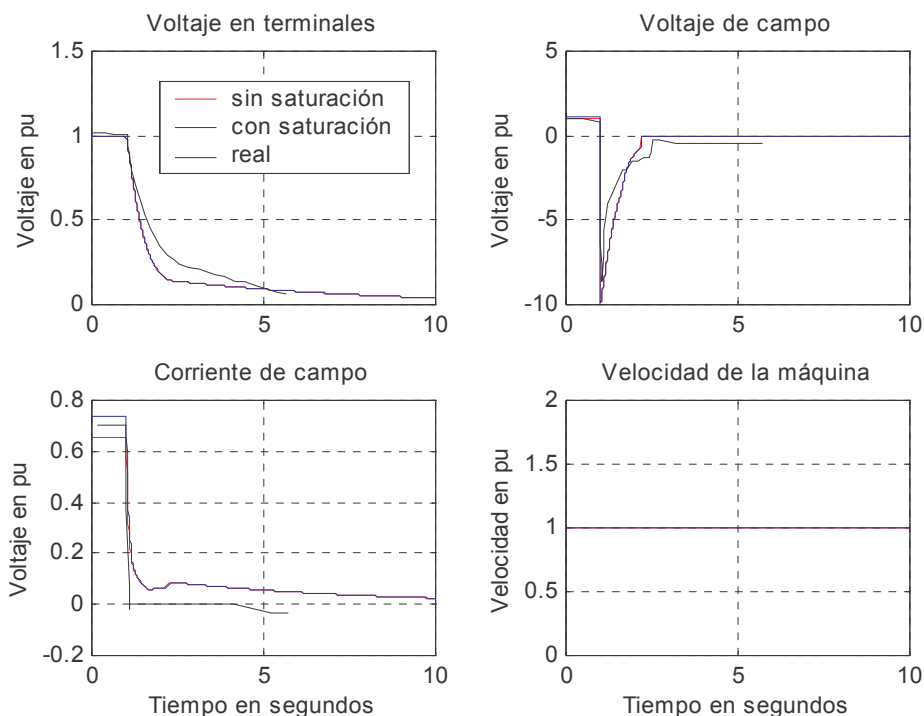


Figura 4.2 Desexcitación de campo de generador con saturación y sin saturación.

4.3.3 Escalones de tensión

La aplicación de escalones de tensión en el voltaje de referencia V_{ref} de la referencia del voltaje en terminales del sistema de control de excitación, normalmente es una operación de prueba de evaluación o sintomática para verificar los ajustes del sistema de control de excitación. Esta prueba se realiza aplicando escalones de 0.05, 0.1 y 0.2 pu en el voltaje de referencia [6, 51-53].

La figura 4.3 presenta la comparación de dos pruebas simuladas contra una prueba real de un escalón de tensión negativo de 0.2 pu para la planta de referencia 1. Las pruebas parten de un estado estacionario de voltaje en terminales nominal y un segundo después se aplica el escalón. En uno de los casos simulados se considera la saturación del entrehierro en el modelo del generador y en el otro caso simulado no. El caso real sí contiene el efecto de la saturación.

Como en la desexcitación, también en esta prueba el convertidor estático trabaja en modo inversor proporcionando voltajes de campo negativos al principio de la aplicación del escalón. Esta acción provoca una rápida respuesta en la corriente de campo y el voltaje en terminales. Cuando el voltaje en terminales se acerca a su nueva referencia de 0.8 pu, el

convertidor estático regresa a su modo de operación normal de rectificador con fase controlada.

La figura 4.4 presenta una prueba de resultados inversos donde compara dos pruebas simuladas contra una prueba real de un escalón de tensión positivo de 0.2 pu para la misma planta de referencia 1. Las pruebas parten de un estado estacionario de voltaje en terminales de 0.8 pu y un segundo después se aplica el escalón. Igual que en la prueba anterior se tiene un caso simulado con saturación, otro caso simulado sin saturación y la prueba real que sí contiene la saturación.

A pesar de que en esta prueba también existe un alto valor transitorio en el voltaje de campo para acelerar el tiempo de respuesta del voltaje en terminales, el convertidor estático siempre trabaja en modo rectificador con fase controlada, y por ello el voltaje de campo siempre es positivo.

El efecto de considerar la saturación en las pruebas simuladas se observa en los comportamientos de la corriente de campo y el voltaje de campo. En la prueba del escalón negativo, en el estado estacionario inicial, el cual está en la región saturada, se ve como ambas variables son mayores en el caso saturado que en el caso no saturado. En el estado estacionario final, el cual esta en la transición entre la región lineal y la región saturada, se ve que ambas variables son iguales para los casos saturado y no saturado.

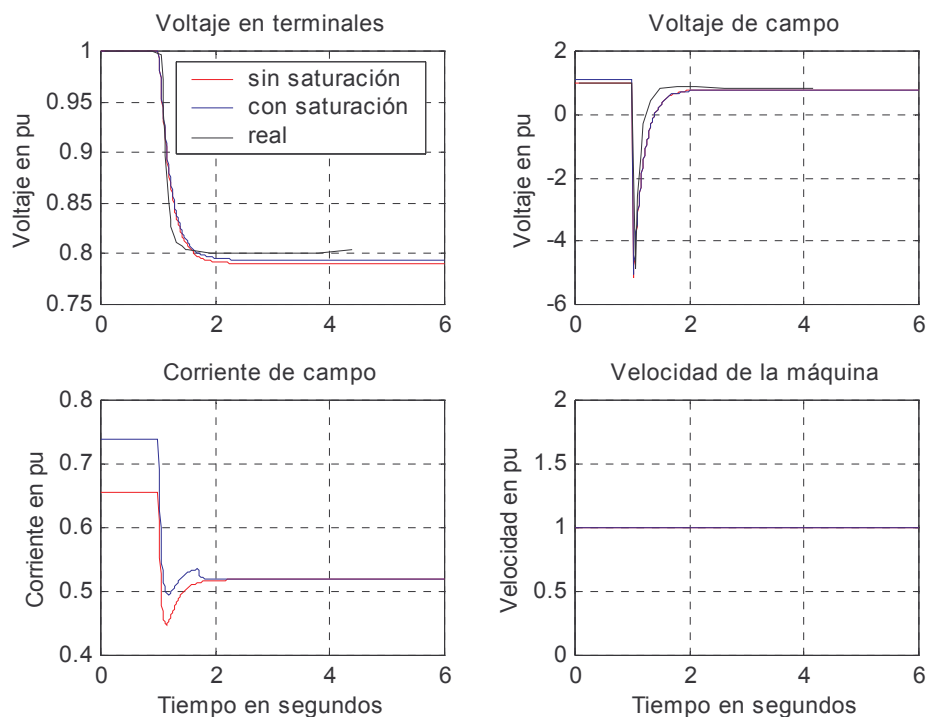


Figura 4.3 Escalón de tensión negativo de 20 %.

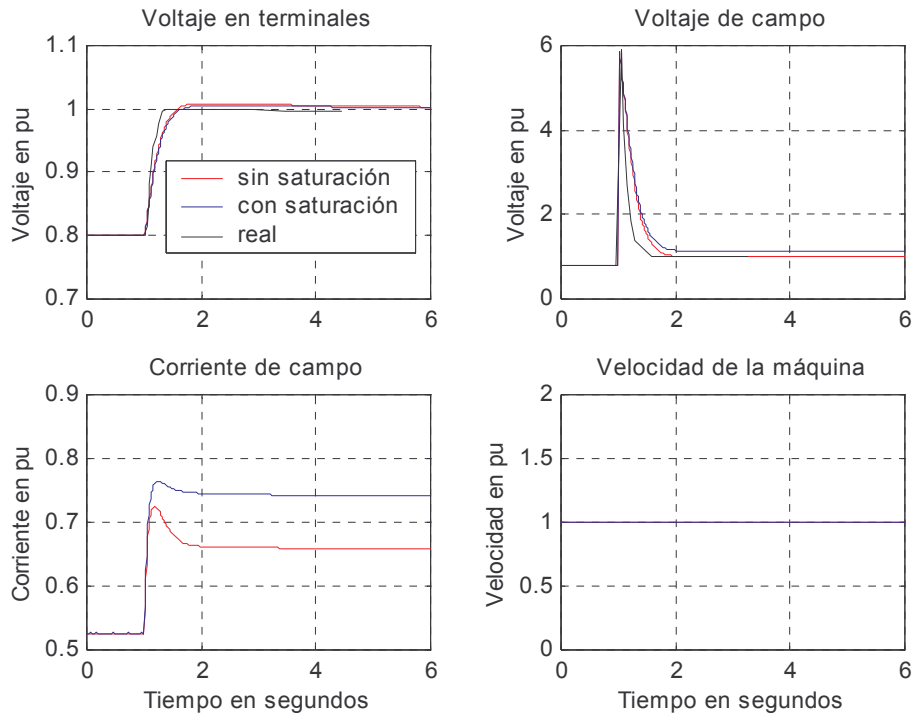


Figura 4.4 Escalón de tensión positivo de 20 %.

En la prueba del escalón positivo sucede lo contrario. En el estado estacionario inicial se ve que ambas variables son iguales para los casos saturado y no saturado. Mientras que en el estado estacionario final se ve como ambas variables son mayores en el caso saturado que en el caso no saturado.

Para la comparación de la prueba real contra la simulada, se dispone de comportamientos reales del voltaje en terminales y del voltaje de campo, para ambas pruebas [49]. Para el escalón de tensión negativo el error máximo encontrado en la comparación del voltaje en terminales es de 4.7% y en el voltaje de campo es de 10%. Para el escalón de tensión positivo el error máximo encontrado en la comparación del voltaje en terminales es de 3.7% y en el voltaje de campo es de 18%. Excepto el último índice de error, el resto son valores muy aceptables y precisos para esta aplicación.

4.3.4 Sincronización normal

La operación de sincronizar o sincronización del generador al sistema de potencia es parte de la operación normal, en un arranque o un restablecimiento del generador, y se realiza cerrando el interruptor principal o de máquina. Pero antes deben igualarse las formas de onda de los voltajes de terminales del generador y del sistema de potencia. Esto se logra igualando la magnitud, la frecuencia y el ángulo de fase de cada uno de los voltajes de fase y también asegurando la misma secuencia de fases de ambos puntos de conexión. El hecho

de no realizar alguno de los requerimientos anteriores produce una sincronización fallada, la cual se revisará en la sección siguiente. Aquí el término igualar significa que los valores de ambos puntos de conexión se encuentran cercanos, es decir la diferencia entre ellos es menor a ciertos valores de tolerancia que aseguran una sincronización que no active protecciones ni dañe equipos [6, 51-53].

Las figuras 4.5 y 4.6 presentan una prueba simulada de una sincronización para la planta de referencia 3. La prueba parte de un estado estacionario de voltaje en terminales nominal y un segundo después se inicia la sincronización. En el momento de la sincronización el control de la turbina manda un escalón de 0.05 pu en la referencia de la potencia mecánica, con lo que la turbina y luego el generador responden a tal cambio. Este escalón es una práctica común en muchas unidades de generación, ya que asegura una rápida toma de potencia inicial para evitar que el generador se motorice, cuando permanece “flotado” por un tiempo “largo”.

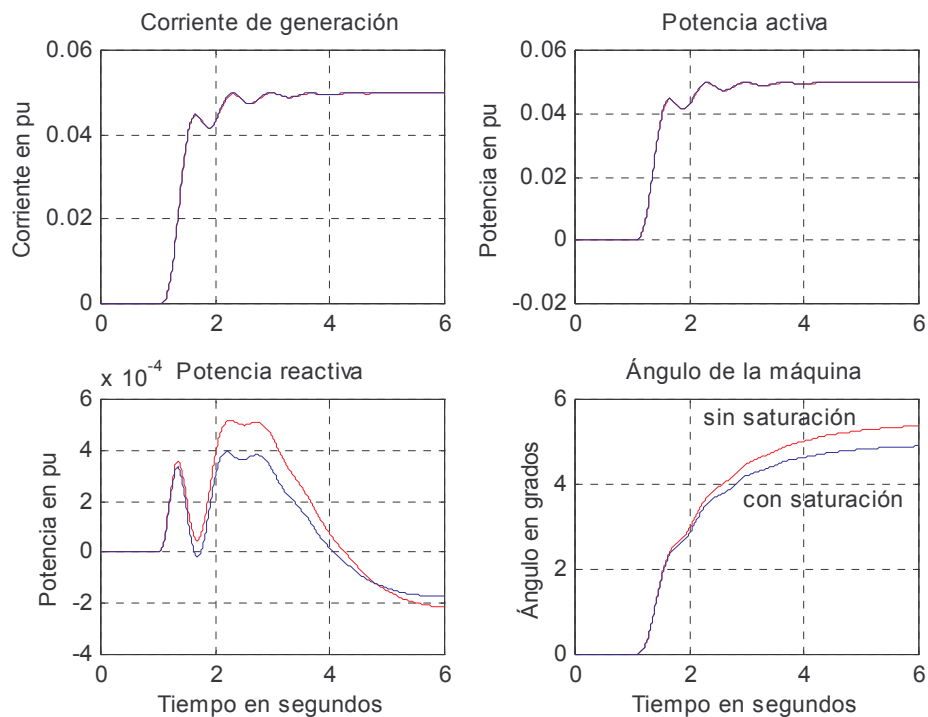


Figura 4.5 Sincronización normal del generador al sistema de potencia, “variables de operación con carga”.

La respuesta al escalón de potencia mecánica se puede observar en la corriente de generación, la potencia activa y del ángulo del rotor, figura 4.5, y en la velocidad de la turbina, figura 4.6. Los comportamientos de la potencia reactiva, del voltaje en terminales,

del voltaje de campo y de la corriente de campo prácticamente no sufren ninguna perturbación debido a la sincronización o al escalón de potencia mecánica. En el caso de que ocurriera sólo la sincronización, sin el escalón de potencia mecánica, todas las variables de ambas figuras presentarían prácticamente el mismo estado estacionario antes y después de la sincronización. Esto se debe al hecho de que la conexión entre el generador y el sistema de potencia se hace igualando las formas de onda de sus voltajes y por tanto no existe ninguna transferencia de energía entre ambos sistemas.

La comparación de comportamientos con y sin saturación se puede observar en el ángulo del rotor (figura 4.5), y en la corriente de campo y el voltaje de campo (figura 4.6). Para el modelo con saturación el ángulo del rotor es menor mientras que la corriente de campo y el voltaje de campo son mayores que para el modelo sin saturación.

A diferencia de las pruebas anteriores, en ésta no se está comparando contra algún comportamiento de referencia ya que no se dispone de tales comportamientos. Sin embargo, se realizaron pruebas con un modelo de una central nucleoelectrónica [52, 54] para confirmar las tendencias en los comportamientos y se obtuvieron buenos resultados.

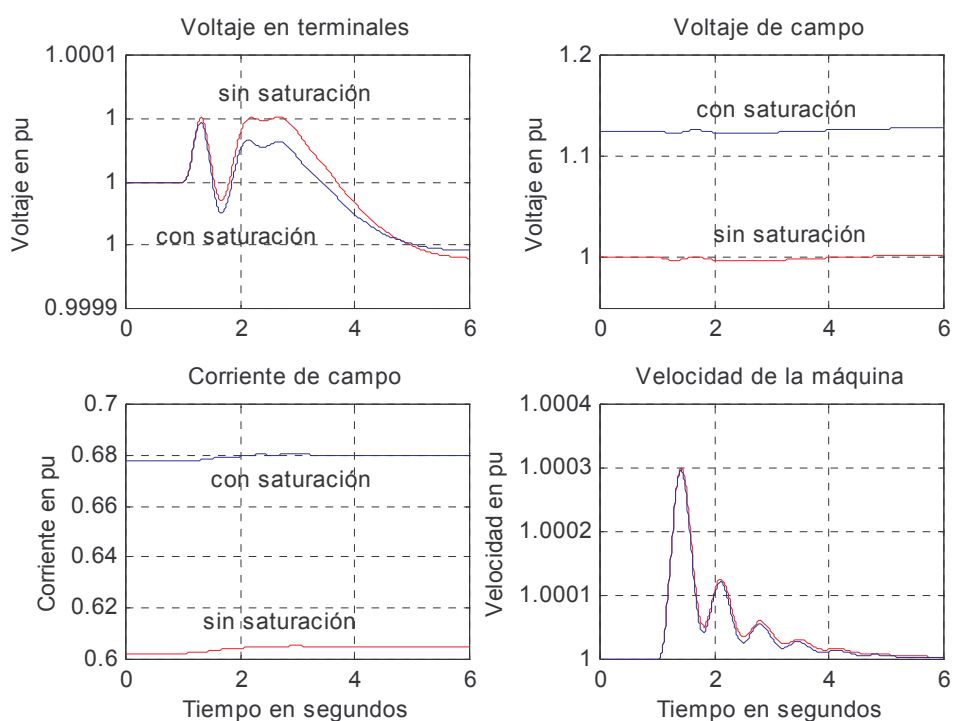


Figura 4.6 Sincronización normal del generador al sistema de potencia, “variables de operación en vacío”.

4.3.5 Sincronización fallada

La sincronización normal se describió en la prueba anterior y también se anticipó que, el hecho de no igualar las características de las formas de onda de los voltajes de conexión entre el generador y el sistema de potencia resulta en una sincronización fallada. Es por lo tanto una falla o una operación anormal del sistema simulado. La diferencia en la magnitud, la frecuencia o el ángulo de fase mayor a la tolerancia segura o un cambio en la secuencia de fases provocan una condición de falla al momento de sincronizar. Esta condición de falla puede traer consecuencias similares o incluso más serias que las de un corto circuito, con activación de protecciones y un probable daño de los equipos que conforman el sistema de potencia. Aquí se revisará la sincronización fallada debida a dos causas: la sincronización con diferencia de fase (sincronización fuera de fase) o la sincronización con diferencia de magnitud [55-57].

Las figuras 4.7 y 4.8 muestran una prueba simulada de una sincronización de 30° fuera de fase para la planta de referencia 3. En esta prueba no se aplica el escalón en la referencia de potencia mecánica al momento de sincronizar, para no mezclar los comportamientos. En la figura 4.7 se observa una alta corriente de generación transitoria en el momento de sincronizar, un poco superior a la corriente nominal, que a los pocos segundos se atenúa hasta llegar a cero. El ángulo del rotor de la máquina varía hasta alcanzar el ángulo del voltaje del sistema de potencia. El resto de variables sólo oscilan alrededor del estado estacionario en el momento de la sincronización para luego regresar al mismo.

Las referencias [55-57] presentan la simulación de esta prueba, con un sistema modelado en mayor detalle que el que aquí se tiene, para asistir en problemas del diseño mecánico de la turbina y el generador, ya que se calculan los pares más severos en cada prueba. Los pares más altos se obtienen con desfasamientos de 120° , 180° y 240° . En el caso de esta aplicación los desfasamientos que se simulan no son tan grandes ya que se deben principalmente a descalibraciones en los instrumentos o a ligeros errores en la habilidad de los operadores. La comparación con un comportamiento de referencia no se pudo efectuar debido a que las referencias no presentan todos los datos necesarios para realizar la prueba con este modelo. Sin embargo, si se comparan las tendencias de este modelo contra las de las referencias se observa un comportamiento apropiado en las tendencias de las variables.

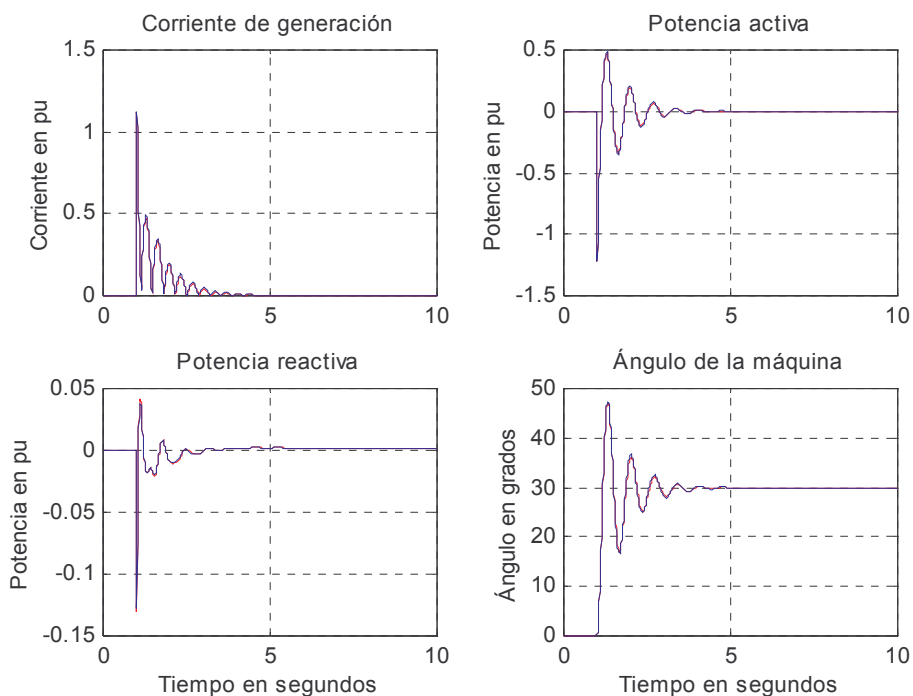


Figura 4.7 Sincronización 30° fuera de fase del generador al sistema de potencia, “variables de operación con carga”.

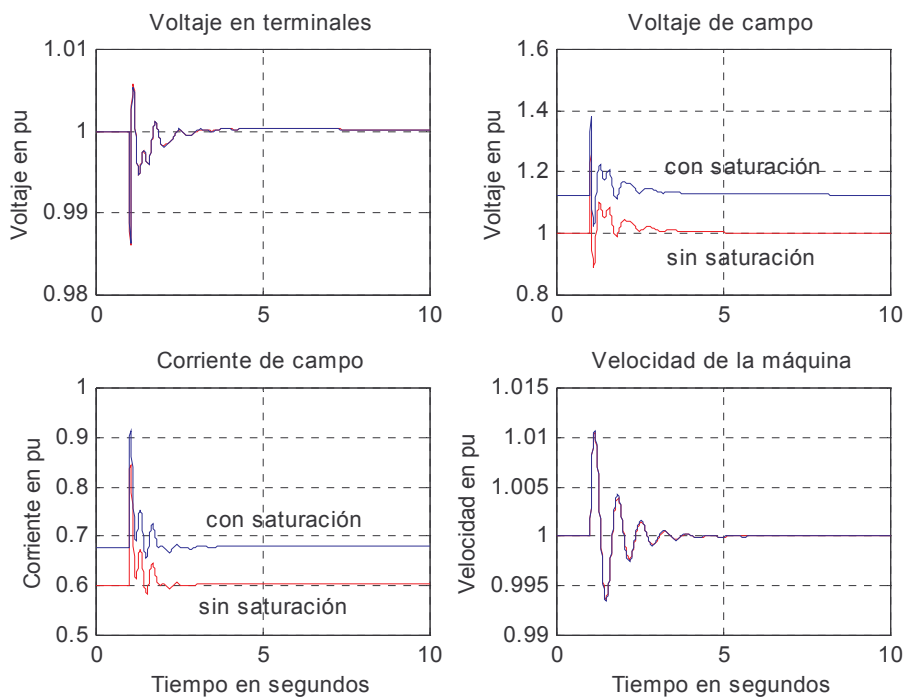


Figura 4.8 Sincronización 30° fuera de fase del generador al sistema de potencia, “variables de operación en vacío”.

Las figuras 4.9 y 4.10 muestran una prueba simulada de una sincronización con una diferencia de magnitud de 0.02 pu para la planta de referencia 3. En esta prueba tampoco se aplica el escalón en la referencia de potencia mecánica al momento de sincronizar, para no mezclar los comportamientos.

En el momento de la sincronización, el voltaje en terminales (ver figura 4.10), sufre una caída instantánea hasta casi igualar el voltaje del bus infinito. Sin embargo, en un aumento gradual se recupera hasta alcanzar su valor inicial. El voltaje de campo, la corriente de campo, la corriente de generación y en la potencia reactiva tienen un incremento instantáneo, en el momento de la sincronización, y después otro incremento gradual hasta llegar al estado estacionario final. La potencia activa, el ángulo del rotor y la velocidad angular sólo oscilan alrededor del estado estacionario y luego regresan a él.

Las referencias [55-57] presentan la simulación de esta prueba, con un sistema modelado en mayor detalle que el que aquí se tiene. Sin embargo, si se comparan las tendencias de este modelo contra las de la referencia se observa un comportamiento muy parecido.

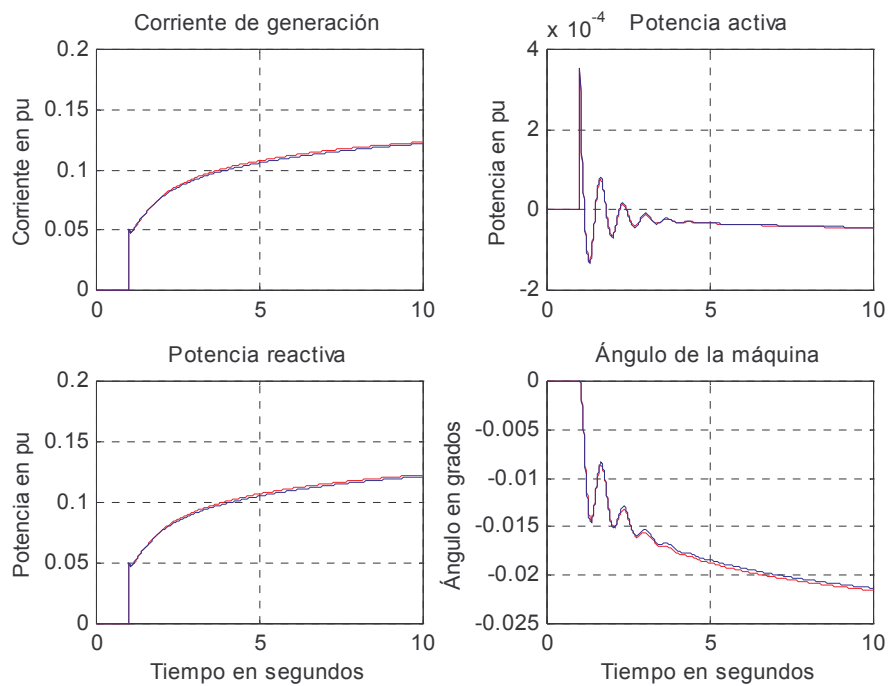


Figura 4.9 Sincronización del generador al sistema de potencia con diferencia de 0.02 pu en las magnitudes de los voltajes, “variables de operación con carga”.

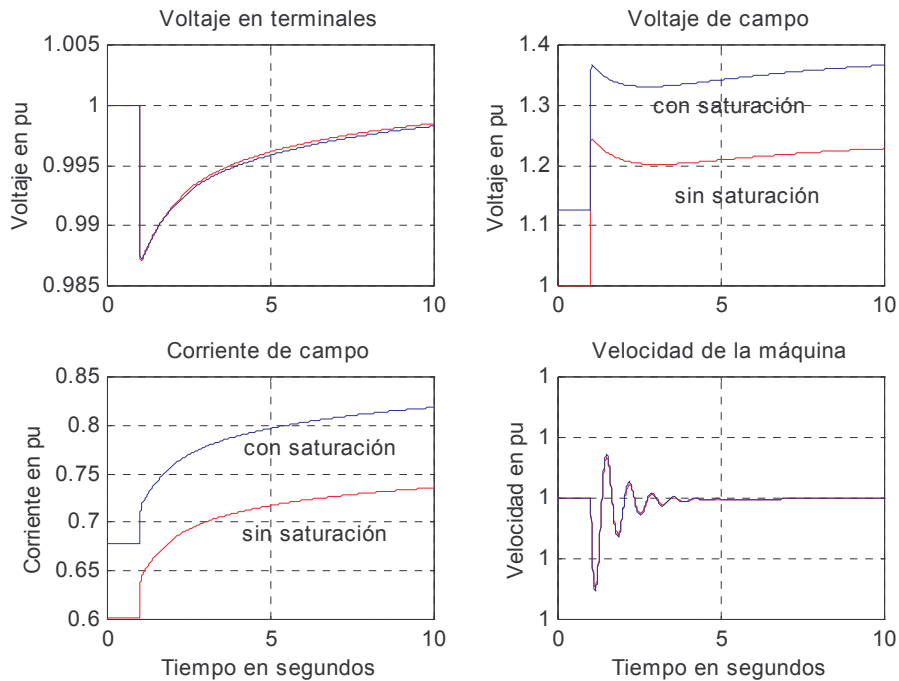


Figura 4.10 Sincronización del generador al sistema de potencia con diferencia de 0.02 pu en las magnitudes de los voltajes, “variables de operación en vacío”.

4.3.6 Disparo de turbina en vacío

El disparo de la turbina es una falla o una operación anormal del sistema simulado. Normalmente resulta de acciones de protección sobre la turbina, el generador o algún otro equipo importante de parte de los automatismos de protección o del operador. Al suceder esto en la condición de vacío provoca la caída de la velocidad, debido a las pérdidas mecánicas. Si antes del disparo de la turbina el generador estaba excitado, las protecciones mandan el disparo de la excitación de generador, es decir, se inicia una desexcitación [6, 51-53].

En este trabajo, esta prueba tiene un propósito especial: mostrar el efecto de las variaciones de velocidad en el voltaje en terminales. Los voltajes de velocidad son el componente principal del voltaje en terminales en un modelo transformado a los ejes d y q [5]. Sin embargo, siempre se les considera independientes de las variaciones de velocidad, ya que el generador normalmente opera a velocidad nominal y con muy ligeras variaciones de la misma. Otra razón que oculta el efecto de las variaciones de velocidad en los voltajes de velocidad, tanto en simulación como en la realidad, es la rápida respuesta del sistema de control de excitación, sobre todo si es estático, ya que corrige las posibles variaciones del voltaje debidas a la velocidad. El propósito principal de esta prueba es mostrar el efecto de las variaciones de velocidad en el voltaje en terminales y para ello se hace una suposición importante: se bloquea el disparo del sistema de excitación cuando dispara la turbina. Con esto, la excitación seguirá funcionando aun cuando el generador opere a velocidades bajas.

Esta condición es muy difícil que se presente en la realidad ya que se tienen protecciones redundantes que la evitan.

La figura 4.11 muestra tres pruebas simuladas de un disparo de turbina en vacío para la planta de referencia 3. La prueba parte de un estado estacionario de voltaje en terminales nominal y 5 segundos después se dispara la turbina. En la figura se observan tres casos: en el primero el modelo del generador no considera el efecto de las variaciones de velocidad sobre el voltaje (sin volt vel); en el segundo el modelo del generador sí considera el efecto de las variaciones de velocidad sobre el voltaje (con volt vel), y en el tercero el modelo del generador sí considera el efecto de las variaciones de velocidad sobre el voltaje, pero además el modelo del sistema de control de excitación tiene una falla que fija la señal de control al puente (control fijo).

En el primer caso, se puede observar que a pesar de la caída en la velocidad, por el disparo de turbina, el voltaje en terminales no se ve afectado ni tampoco la corriente de campo ni el voltaje de campo. En este caso el voltaje en terminales es independiente de las variaciones de velocidad.

En el segundo caso, se observa que el voltaje sí es afectado por la caída de velocidad, pero el sistema de control de excitación evita la caída del voltaje aumentando la excitación (voltaje y corriente de campo). Sin embargo, cuando el sistema de excitación alcanza su valor máximo disponible, el voltaje en terminales empieza a caer de una forma muy rápida. Esta prueba es muy severa para realizarla en un generador real por los altos valores de flujo magnético que se manejan y la alta relación de volts por hertz.

En el tercer caso, la caída en el voltaje en terminales se ve afectada por dos factores: uno es la caída de la velocidad y el otro la caída en la excitación (voltaje y corriente de campo). La caída en la velocidad es producto del disparo de turbina y la caída en la excitación es un efecto retroalimentado a través del transformador de excitación de la propia caída del voltaje en terminales, cuando se tiene la señal de control de excitación fija.

Un cuarto caso, no graficado, es cuando se realiza el disparo de la turbina y la excitación se alimenta a través de una fuente independiente no controlada de voltaje constante. En este caso la caída del voltaje en terminales es proporcional a la caída de velocidad.

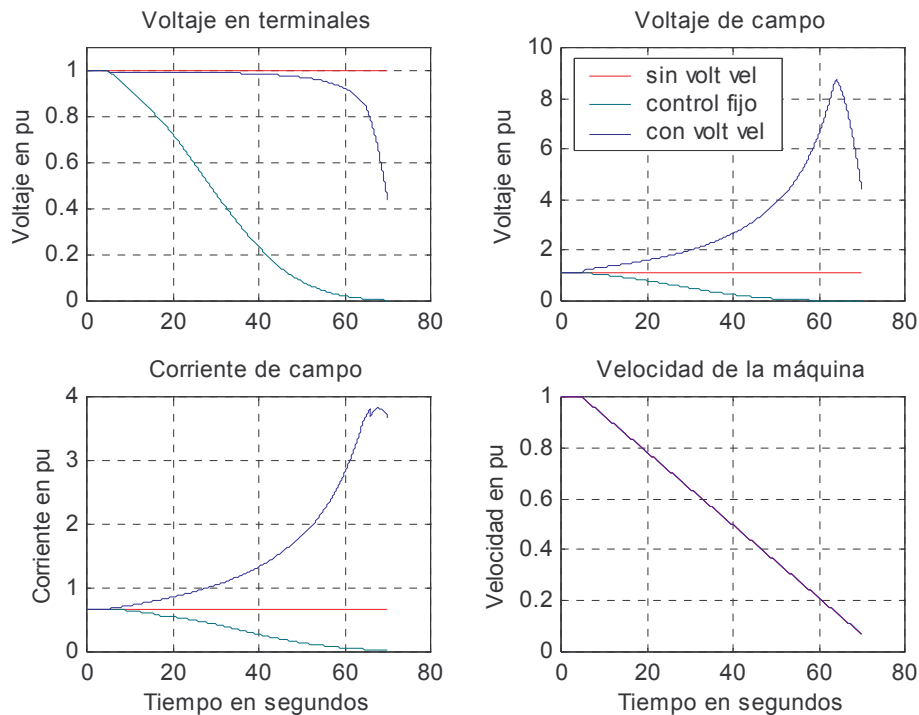


Figura 4.11 Disparo de turbina en vacío.

4.4 Pruebas que parten de la condición de operación con carga

La condición de operación con carga del generador es aquella en la que el interruptor de conexión entre el generador y la red eléctrica del sistema de potencia, interruptor de máquina, está cerrado (ver figura 2.4). En esta condición el generador y el sistema de potencia intercambian energía en la forma de potencia activa y reactiva dentro de los intervalos definidos por la carta de operación del generador (ver figura 2.2).

4.4.1 Toma de carga

La operación de tomar carga o toma de carga es parte de la operación normal y consiste en variar la cantidad de energía que el generador entrega al sistema de potencia, en particular la potencia activa. Esto se hace variando la referencia de potencia mecánica P_{ref} en el control de la turbina. A pesar de que el término sugiere el incremento positivo de la carga (subida de carga), también involucra al incremento negativo (bajada de carga). Es una de las acciones de operación que se realizan con más frecuencia en una central de generación, de acuerdo al programa de generación de cada unidad [51-52].

Las figuras 4.12 y 4.13 presentan dos pruebas simuladas de una toma de carga para la planta de referencia 3. La toma de carga va de 5 a 100% de potencia a una razón constante de 5% cada minuto, que es la razón máxima de toma de carga encontrada para una central de tipo térmico. Las pruebas parten de un estado estacionario de 0.05 pu de potencia activa y 0.0 pu de potencia reactiva, y 130 segundos después se inicia la toma de carga. En las figuras se puede observar el comportamiento creciente de la corriente de generación, de la potencia activa, del ángulo de rotor, del voltaje de campo y de la corriente de campo. Mientras que la potencia reactiva, el voltaje en terminales y la velocidad prácticamente no se ven perturbados. En una de las pruebas simuladas el modelo del generador considera el efecto de la saturación magnética y en otra no. Este efecto se puede apreciar más en las gráficas del voltaje y la corriente de campo donde los comportamientos saturados son mayores que lo no saturados. También se puede apreciar en el ángulo del rotor donde el comportamiento saturado es menor que el no saturado.

En esta prueba no se realiza la comparación contra algún comportamiento de referencia ya que no se dispone de tales comportamientos. Sin embargo, se realizaron pruebas con un modelo de una central nucleoelectrónica [52, 54] para confirmar las tendencias en los comportamientos y se obtuvieron buenos resultados.

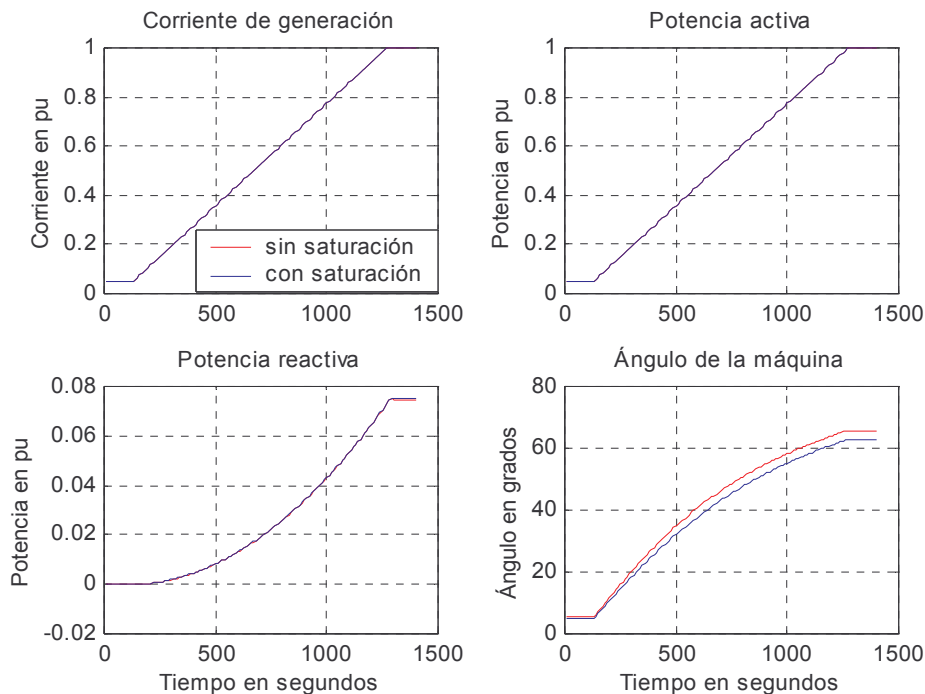


Figura 4.12 Toma de carga de 5 a 100% de potencia a una razón constante de 5% cada minuto, “variables de operación con carga”.

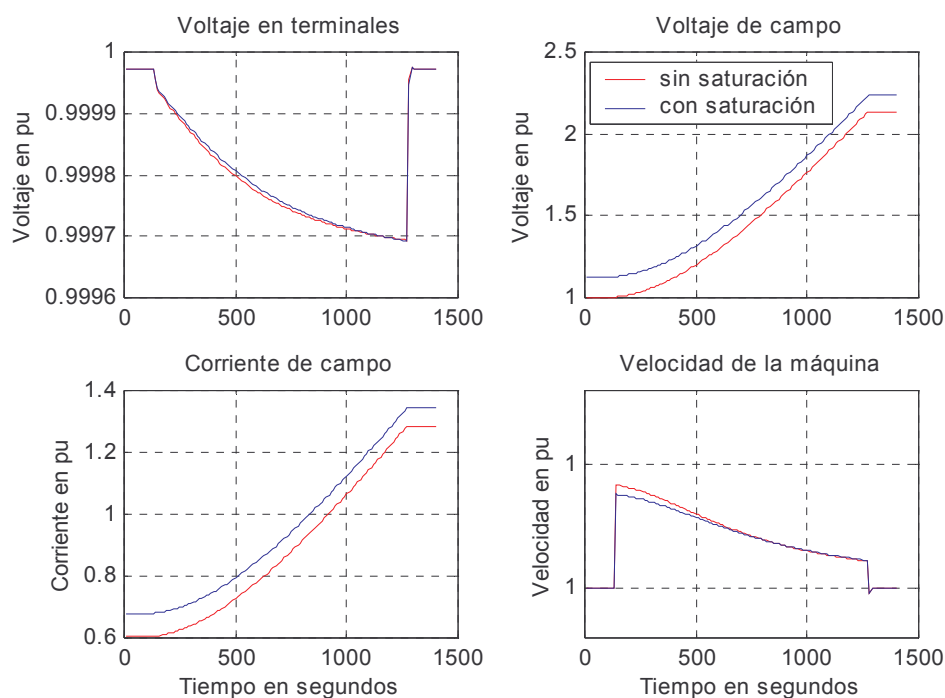


Figura 4.13 Toma de carga de 5 a 100% de potencia a una razón constante de 5% cada minuto, “variables de operación en vacío”.

4.4.2 Escalones de reactivos

Esta prueba es similar a los escalones de tensión de operación en vacío, pero ésta se hace en operación con carga. Consiste en la aplicación de escalones de tensión en el voltaje de referencia V_{ref} de la referencia del voltaje en terminales del sistema de control de excitación. Normalmente es una operación de prueba de evaluación o sintomática para verificar los ajustes del sistema de control de excitación y se realiza calibrando los escalones de tensión para producir variaciones de 0.2 pu en la potencia reactiva [6, 51-53].

Las figuras 4.14 y 4.15 presentan la comparación de una prueba simulada contra una prueba real de un escalón de reactivos negativo de 0.2 pu para la planta de referencia 2. Para acercar el comportamiento simulado al comportamiento de referencia real se realizaron algunos pequeños ajustes en: el voltaje del bus infinito V_{∞} a 0.965 pu, en la impedancia equivalente de Thevenin del sistema Z_E a $j0.15$ pu y en el escalón a la referencia del voltaje en terminales V_{ref} a 0.03 pu. La prueba simulada considera en el modelo del generador los efectos de: la saturación y las variaciones de velocidad al voltaje en terminales

Las pruebas parten de un estado estacionario de 0.687 pu de potencia activa y 0.203 pu de potencia reactiva y un segundo después se aplica el escalón de reactivos. Las principales variables afectadas por esta perturbación, con un decremento notorio en su valor, son: la potencia reactiva, el voltaje en terminales, el voltaje de campo y la corriente de campo. Una

variación más ligera se presenta en la corriente de generación y el ángulo del rotor, la primera disminuye y el segundo aumenta. Mientras que la potencia activa y la velocidad son poco afectadas, ya que sólo oscilan un breve tiempo alrededor del estado estacionario.

Para realizar la comparación contra los comportamientos reales se tienen disponibles las siguientes variables: potencia activa, potencia reactiva, voltaje en terminales y voltaje de campo [50]. El error máximo encontrado en la comparación de: la potencia activa es de 1%, la potencia reactiva es de 2.4%, el voltaje en terminales es de 0.6% y el voltaje de campo es de 2.66%. Estos valores de error, permiten concluir que los resultados son muy aceptables y precisos para esta aplicación.

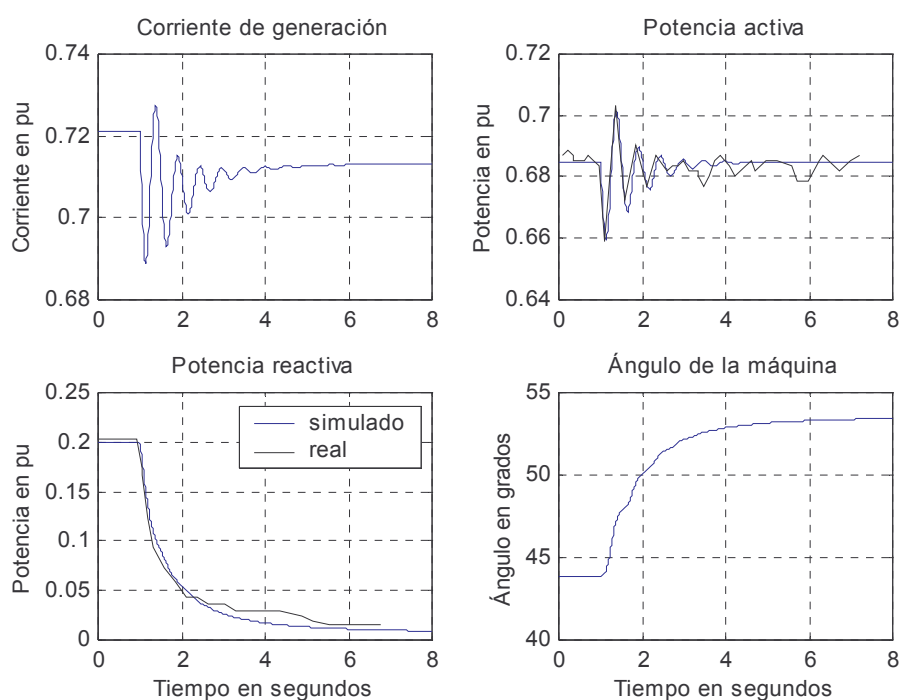


Figura 4.14 Escalón de reactivos negativo de 0.2 pu, “variables de operación con carga”.

Las figuras 4.16 y 4.17 presentan la comparación de una prueba simulada contra una prueba real del caso inverso al anterior, un escalón de reactivos positivo de 0.2 pu para la misma planta de referencia 2. Aquí también se hicieron ajustes en: el voltaje del bus infinito V_{∞} a 0.964 pu, en la impedancia equivalente de Thevenin del sistema Z_E a $j0.17$ pu y en el escalón a la referencia del voltaje en terminales V_{ref} a 0.03 pu. De igual forma el modelo del generador contiene los efectos de: la saturación y las variaciones de velocidad al voltaje en terminales

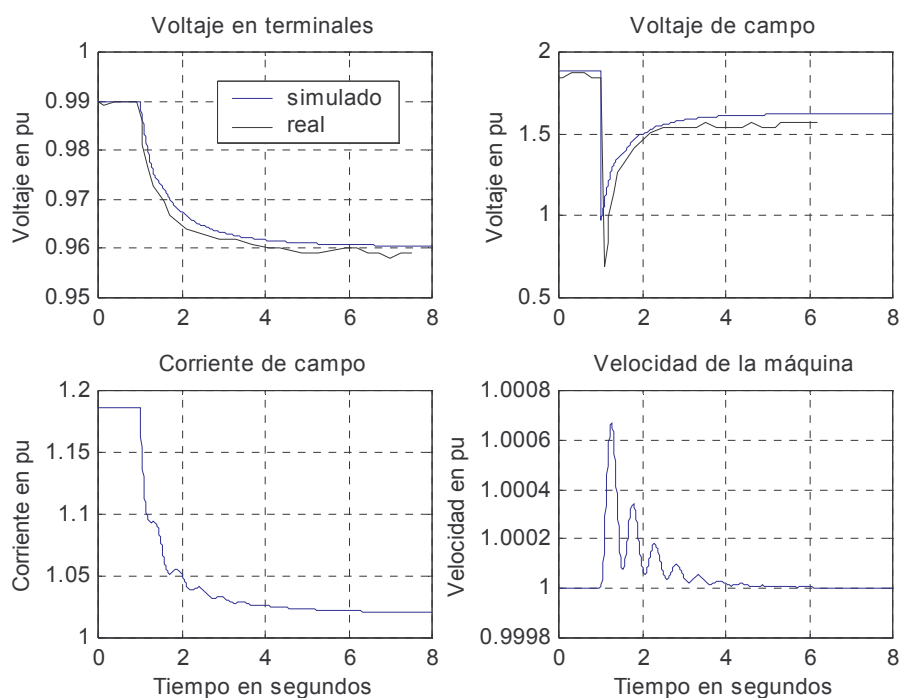


Figura 4.15 Escalón de reactivos negativo de 0.2 pu, “variables de operación en vacío”.

Los resultados de esta prueba son semejantes pero inversos a la prueba anterior. Parten de un estado estacionario de 0.686 pu de potencia activa y 0.015 pu de potencia reactiva y un segundo después se aplica el escalón de reactivos. Las principales variables afectadas por esta perturbación, con un incremento notorio en su valor, son: la potencia reactiva, el voltaje en terminales, el voltaje de campo y la corriente de campo. Una variación más ligera se presenta en la corriente de generación y el ángulo del rotor, la primera aumenta y el segundo disminuye. Mientras la potencia activa y la velocidad son poco afectadas, ya que sólo oscilan un breve tiempo alrededor del estado estacionario.

Para realizar la comparación contra los comportamientos reales se tienen disponibles las siguientes variables: potencia activa, potencia reactiva, voltaje en terminales y voltaje de campo [50]. El error máximo encontrado en la comparación de: la potencia activa es de 7.7%, la potencia reactiva es de 1.93%, el voltaje en terminales es de 0.3% y el voltaje de campo es de 4.83%. Estos valores de error, permiten concluir que los resultados son muy aceptables y precisos para esta aplicación.

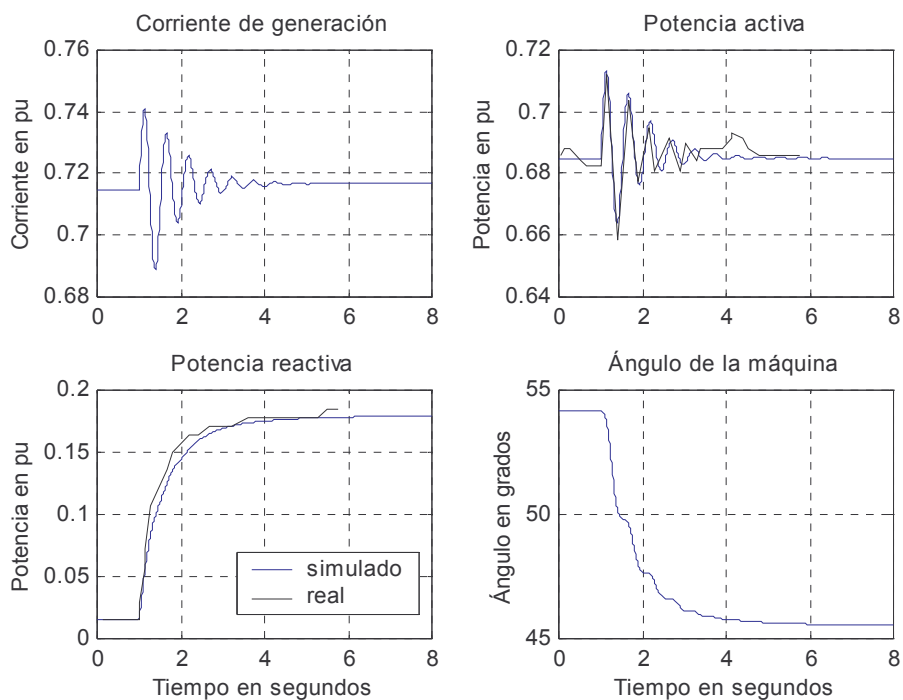


Figura 4.16 Escalón de reactivos positivo de 0.2 pu, “variables de operación con carga”.

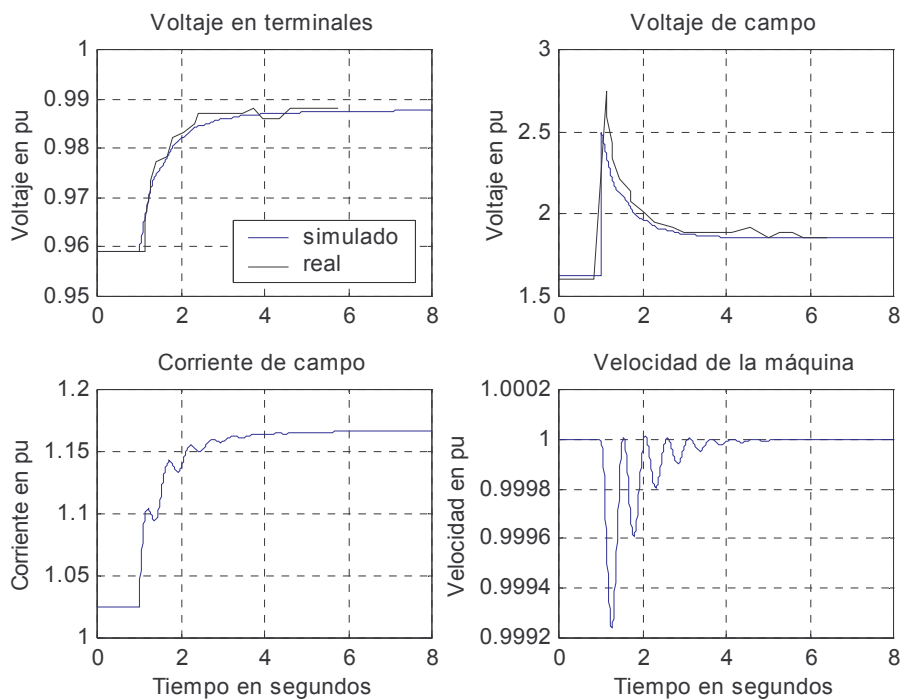


Figura 4.17 Escalón de reactivos positivo de 0.2 pu, “variables de operación en vacío”.

4.4.3 Corto circuito

El corto circuito es una falla o una operación anormal del sistema simulado. Es la prueba clásica en los estudios de estabilidad transitoria [5, 31-32]. Esta falla conocida como falla en derivación puede tener varias variantes dependiendo del número de fases que hagan contacto entre sí o con tierra y del punto donde se realice este contacto. En este caso la falla que aquí se simula es un corto circuito trifásico a tierra, en algún nodo del sistema de potencia, el cual es aislado un corto tiempo (tiempo de liberación de falla) después por la actuación de alguna protección del sistema de potencia. Por esto es la única prueba en este trabajo en que se considera el efecto de una protección.

Las figuras 4.18 y 4.19 presentan la comparación de una prueba simulada contra otra también simulada que se toma como referencia [5] de un corto circuito trifásico para la planta de referencia 3. Para acercar el comportamiento simulado al comportamiento de referencia se realizaron algunas consideraciones: el voltaje de campo es constante, no hay modelo de sistema de control de excitación; el par mecánico es constante, no hay modelos de turbina y control de turbina; el voltaje del bus infinito V_{∞} es 0.90081 pu; y la impedancia equivalente de Thevenin del sistema Z_E toma valores de $j0.4752$ pu, $j0.15$ pu y $j0.65$ pu. Estos valores en la impedancia representan los cambios en la configuración de la red eléctrica del sistema de potencia antes de la falla, cuando ocurre la falla y cuando es aislada por la protección, respectivamente. El corto circuito es aislado 0.065 segundos después de iniciarse.

Las pruebas parten de un estado estacionario de 0.9 pu de potencia activa y 0.436 pu de potencia reactiva y un segundo después se aplica el corto circuito. Durante el corto circuito el voltaje en terminales y la potencia activa caen a valores muy bajos. Mientras que la corriente de generación, la potencia reactiva y la corriente de campo suben a valores altos. El ángulo del rotor y la velocidad oscilan en forma decreciente. Este mismo comportamiento presentan todas las variables después de la liberación de la falla (oscilación decreciente).

Para realizar la comparación contra los comportamientos de referencia se tienen disponibles las siguientes variables: potencia activa, ángulo de la máquina y voltaje en terminales [5]. El error máximo encontrado en la comparación de: la potencia activa es de 5.55%, el ángulo de la máquina es de 9.25% y el voltaje en terminales es de 2.77%. Con estos valores de error, se puede concluir que los resultados son muy aceptables y precisos para esta aplicación.

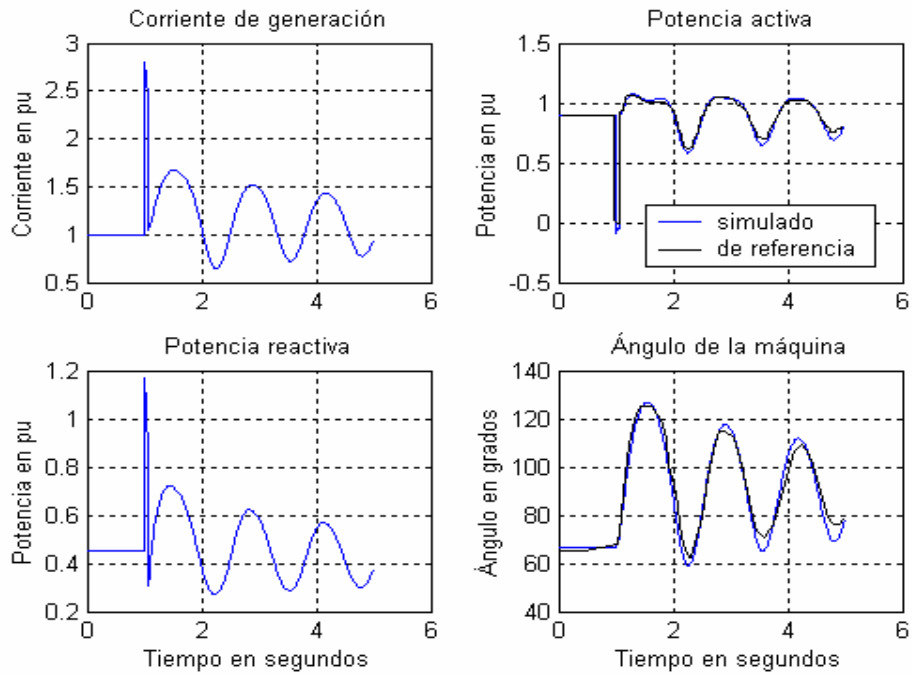


Figura 4.18 Corto circuito trifásico con un tiempo de liberación de falla de 0.065 segundos, “variables de operación con carga”.

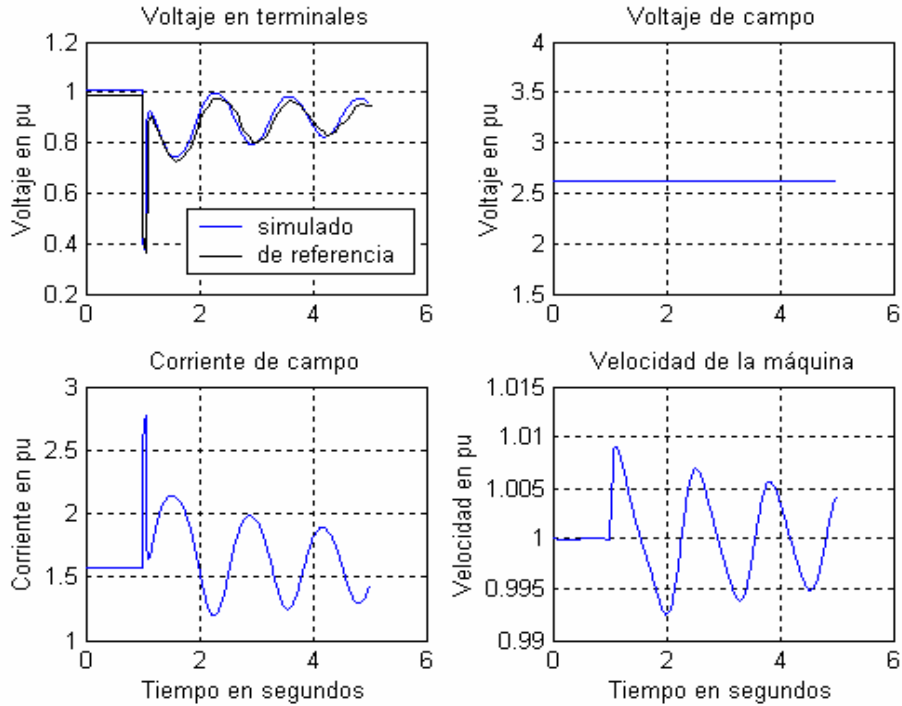


Figura 4.19 Corto circuito trifásico con un tiempo de liberación de falla de 0.065 segundos, “variables de operación en vacío”.

4.4.4 Pérdida de campo

La pérdida de campo es una falla o una operación anormal del sistema simulado. Esta falla ocurre cuando se pierde en forma parcial o total la excitación al campo del generador, y provoca que la máquina síncrona se convierta en una máquina de inducción. El diseño de la máquina síncrona no está previsto para funcionar como máquina de inducción, lo cual tiene las siguientes características: pérdida de sincronismo, deslizamiento de polos, operación a velocidad asíncrona, potencia y pares pulsantes, altas corrientes de estator, altas corrientes de rotor y altas temperaturas en la superficie del rotor [5, 58-60].

Las figuras 4.20 y 4.21 presentan la comparación de una prueba simulada contra otra también simulada que se toma como referencia [5] de una pérdida de campo para la planta de referencia 3. Se simula una pérdida total de la excitación del campo del generador haciendo el voltaje de campo V_f cero. Para acercarse al comportamiento simulado al comportamiento de referencia se realizaron algunas consideraciones: el par mecánico es constante, no hay modelos de turbina y control de turbina; el voltaje del bus infinito V_∞ es 0.90081 pu; y la impedancia equivalente de Thevenin del sistema Z_E es $j0.4752$ pu.

Las pruebas parten de un estado estacionario de 0.9 pu de potencia activa y 0.436 pu de potencia reactiva y un segundo después se aplica la pérdida del campo. En ese momento, el voltaje de campo cae instantáneamente; la potencia reactiva y el voltaje en terminales caen gradualmente; la potencia activa y la corriente de campo se mantienen, y la corriente de generación, el ángulo de la máquina y la velocidad crecen gradualmente. En el momento que el ángulo de la máquina alcanza 180° , el generador pierde sincronía y la mayoría las variables empiezan a oscilar en forma amplia. En el ángulo se puede comprobar que el generador funciona con deslizamiento de polos, es decir, como generador de inducción.

Para realizar la comparación contra los comportamientos de referencia se tienen disponibles las siguientes variables: potencia activa, potencia reactiva, ángulo de la máquina y voltaje en terminales [5]. El error máximo encontrado en la comparación de: la potencia activa es de 4.16%, la potencia reactiva es de 2.77%, el ángulo de la máquina es de 2.77% y el voltaje en terminales es de 4.16%. Con estos valores de error, se puede concluir que los resultados son muy aceptables y precisos para esta aplicación.

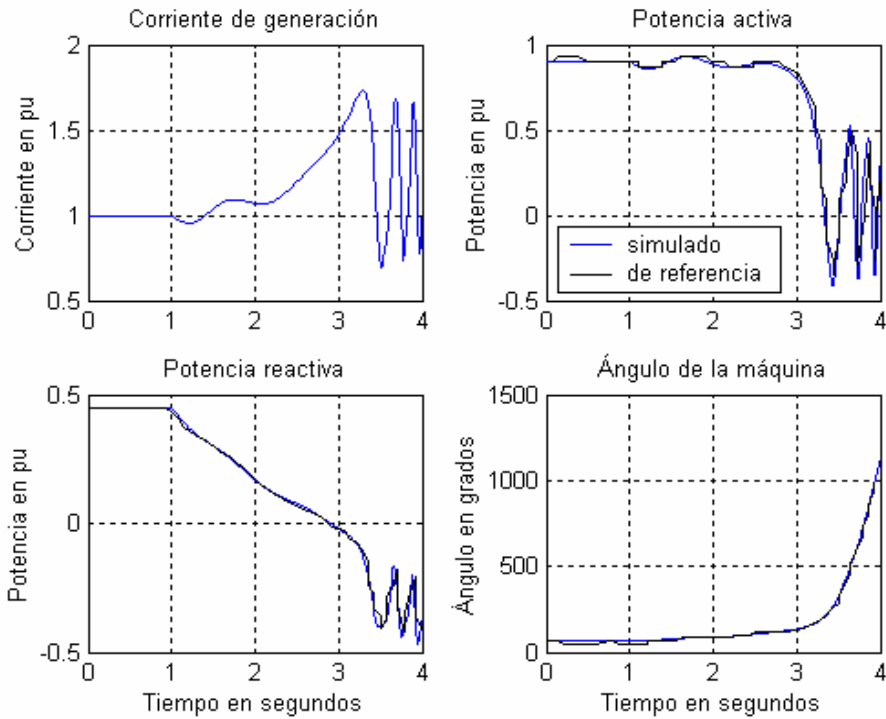


Figura 4.20 Pérdida de campo, “variables de operación con carga”.

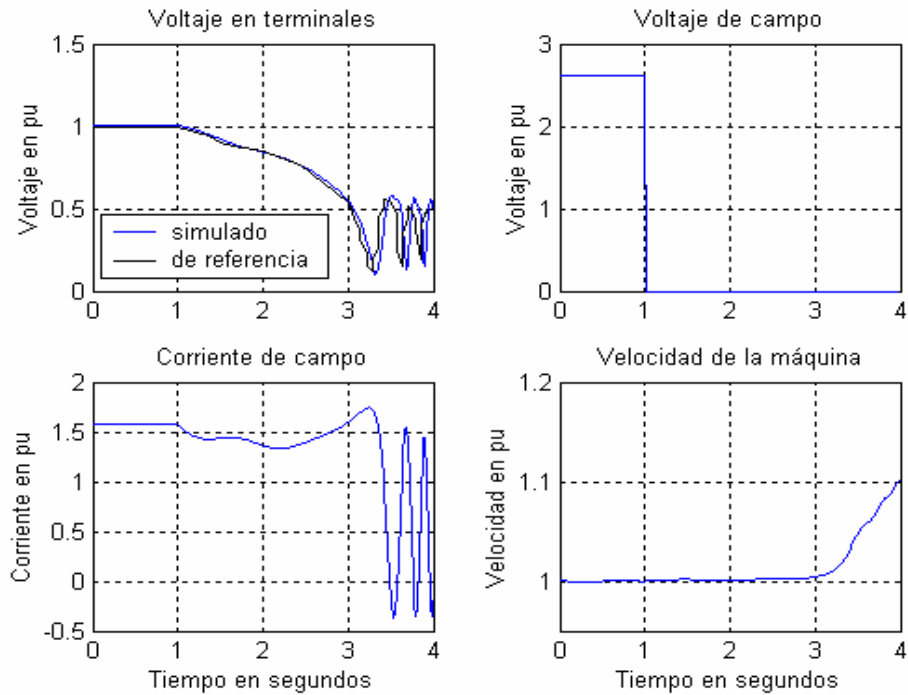


Figura 4.21 Pérdida de campo, “variables de operación en vacío”.

4.4.5 Rechazo de carga

Un rechazo de carga es una falla o una operación anormal del sistema simulado. Esta falla ocurre cuando el sistema de potencia tiene exceso de generación y su frecuencia sube en proporción. Cuando esto ocurre todas las unidades de generación conectadas al sistema tienden a bajar la potencia que entregan a través de sus controladores de carga. El efecto contrario cuando el sistema de potencia tiene insuficiencia de energía se conoce como rechazo de generación [51-52].

En la realidad se puede entender que una unidad generadora se somete continuamente a pequeños rechazos de carga y de generación, producto de las variaciones de la carga y del comportamiento dinámico del sistema. En este contexto, los rechazos de carga y generación considerados sí mueven importantes cantidades de energía, que en la realidad sólo ocurrirían ante importantes disturbios en el sistema de potencia.

Las figuras 4.22 y 4.23 presentan dos pruebas simuladas de un rechazo de carga para la planta de referencia 3, en una de ellas se considera el efecto de la saturación del generador y en la otra no. La perturbación se simula variando en forma de escalón la frecuencia del sistema en 0.025 pu (1.5 Hz). Esta desviación de frecuencia (velocidad) provoca que el regulador de velocidad de la turbina demande un decremento de potencia activa de 0.5 pu en la unidad, de acuerdo con la curva de estatismo del control de velocidad (ganancia de 20).

Las pruebas parten de un estado estacionario de 0.5 pu de potencia activa y 0.0 pu de potencia reactiva y un segundo después se aplica el rechazo de carga. En ese momento empieza un comportamiento oscilatorio en todas las variables que concluye con: el aumento de la frecuencia; la disminución de la corriente de generación, la potencia activa y el ángulo de la máquina, y ligeros cambios en la potencia reactiva, el voltaje en terminales, el voltaje de campo y la corriente de campo. El efecto de saturación se puede observar principalmente en la comparación de comportamientos de voltaje de campo, la corriente de campo y ángulo de la máquina.

En esta prueba no se realiza la comparación contra algún comportamiento de referencia ya que no se dispone de tales comportamientos. Sin embargo, se realizaron pruebas con un modelo de una central nucleoelectrica [52, 54] para confirmar las tendencias en los comportamientos y se obtuvieron resultados semejantes.

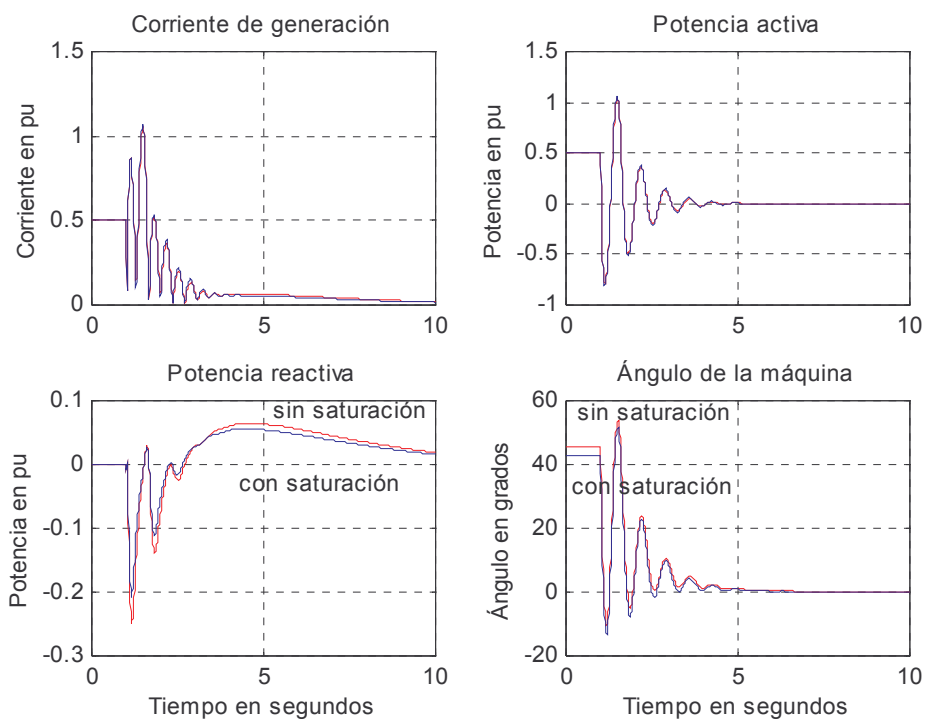


Figura 4.22 Rechazo de carga, “variables de operación con carga”.

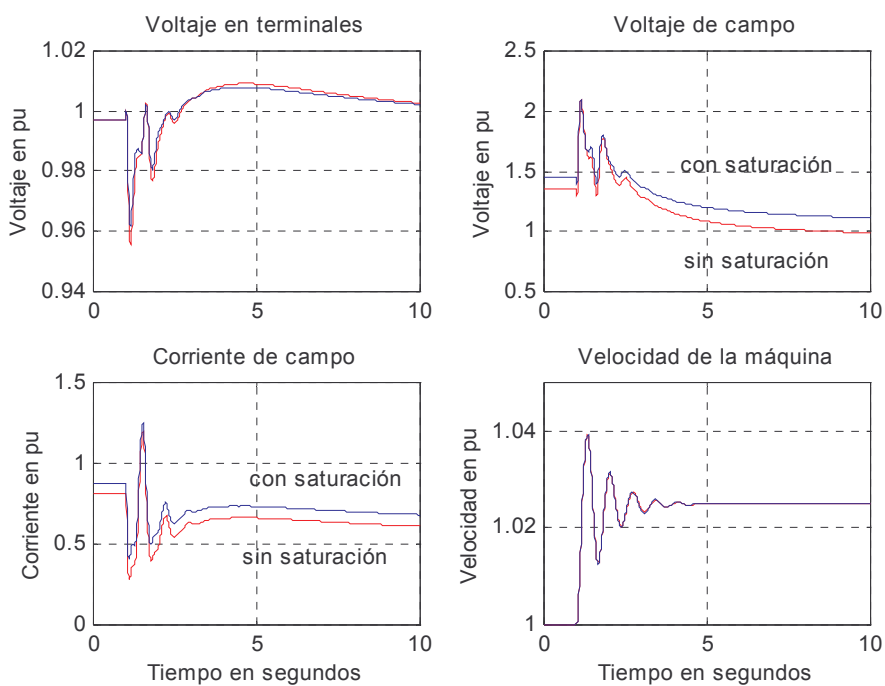


Figura 4.23 Rechazo de carga, “variables de operación en vacío”.

4.4.6 Aislamiento del generador

Un aislamiento del generador es una falla o una operación anormal del sistema simulado. Esta falla ocurre cuando en la condición de carga se abre el interruptor de máquina, debido a la actuación de alguna protección del sistema de potencia, y el generador empieza a funcionar en forma aislada del sistema de potencia. Esta acción normalmente la acompaña un rechazo de carga instantáneo, ya que toda la energía que el generador enviaba al sistema de potencia se reduce a cero. Al final, el generador sólo se queda con la carga local de los servicios propios de la central, que es de aproximadamente un 5% de su potencia nominal del mismo [51, 52, 61 y 62].

Las figuras 4.24 y 4.25 presentan tres pruebas simuladas de un aislamiento del generador para la planta de referencia 3. En la primera prueba no se consideran los efectos de saturación magnética y de las variaciones de velocidad sobre el voltaje en terminales; en la segunda prueba sólo se considera el efecto de la saturación, y en la tercera se consideran ambos efectos. En el momento de la apertura del interruptor de máquina, se reduce a cero la referencia de la potencia mecánica. Esto para evitar mayores sobrevelocidades a las que acompañan a esta falla. Además no se considera la carga local de los servicios propios de la central.

Las pruebas parten de un estado estacionario de 1.0 pu de potencia activa y 0.2 pu de potencia reactiva y un segundo después se aplica el aislamiento del generador. En ese momento, las variables relacionadas con la carga instantáneamente caen de su valor de estado estacionario a cero (corriente de generación, potencia activa, potencia reactiva y ángulo de la máquina). Las variables del circuito de campo, después de un transitorio, llegan a un nuevo estado estacionario menor al de inicio (voltaje de campo y corriente de campo).

Las principales variables afectadas son el voltaje en terminales y la velocidad, las cuales alcanzan altos valores en el transitorio. Este efecto se reduce por la actuación de sus respectivos controles: el sistema de control de excitación y el control de la turbina.

La comparación de los efectos de saturación y variaciones de velocidad sobre el voltaje en terminales se aprecia mejor en: el voltaje en terminales, el voltaje de campo y la corriente de campo. De hecho, se confirma que ambos efectos favorecen el incremento del sobrevoltaje transitorio que ocurre en esta prueba, situación muy conocida en la realidad [61, 62].

En esta prueba no se realiza la comparación contra algún comportamiento de referencia ya que no se dispone de tales comportamientos. Sin embargo se realizaron pruebas con un modelo de una central nucleoelectrica [52, 54] para confirmar las tendencias en los comportamientos y se obtuvieron resultados semejantes.

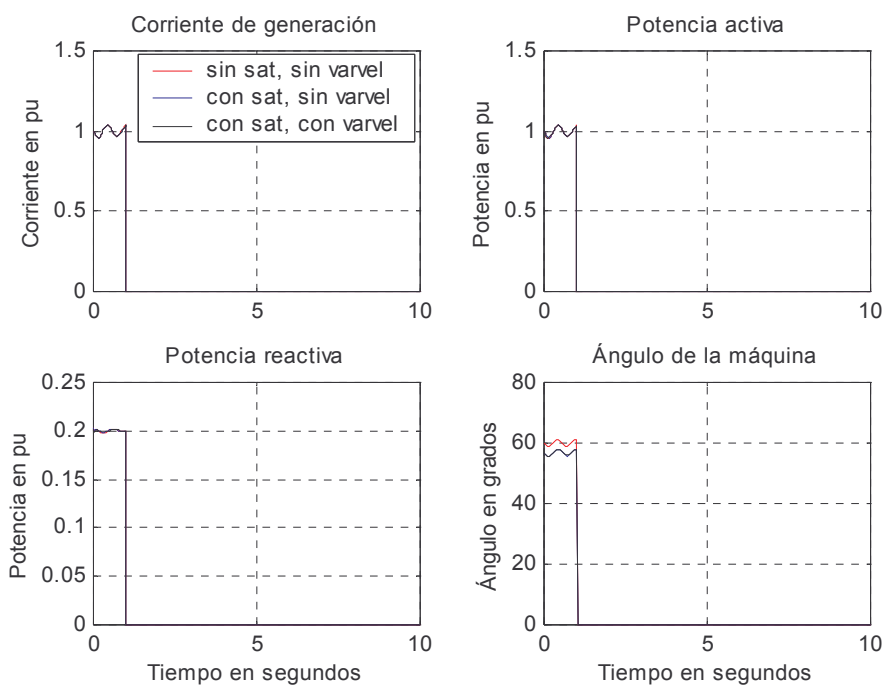


Figura 4.24 Aislamiento del generador, “variables de operación con carga”.

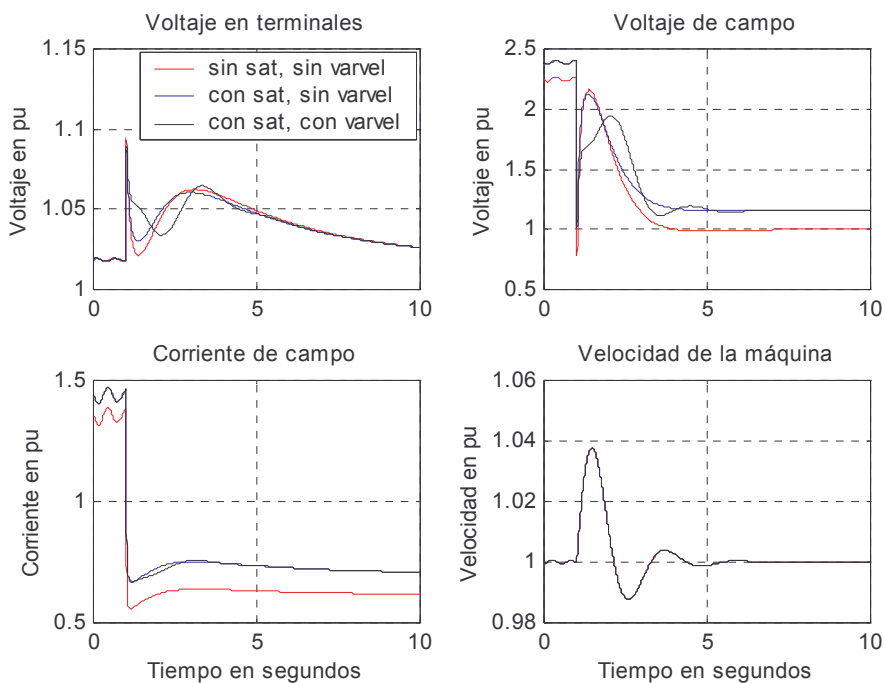


Figura 4.25 Aislamiento del generador, “variables de operación en vacío”.

4.4.7 Motorización con campo

La motorización con campo del generador es una falla o una operación anormal del sistema simulado. Esta falla ocurre cuando por protección se dispara la turbina y no abre el interruptor de máquina, el cual también debería disparar (abrir). Es pues una falla doble: el disparo de la turbina y el bloqueo del interruptor de máquina. Debido al disparo de la turbina, el par mecánico cae a cero y como el interruptor de máquina está cerrado, el generador empieza a recibir energía (potencia activa) del sistema de potencia, pasando de generador síncrono a motor síncrono. Como motor su única carga mecánica son las pérdidas de energía propias y de la turbina, las cuales compensa con potencia activa del sistema de potencia [51, 52].

Las figuras 4.26 y 4.27 presentan dos pruebas simuladas de una motorización con campo para la planta de referencia 3. En la primera prueba no se consideran los efectos de saturación magnética y en la segunda prueba sí. La perturbación se simula disparando la turbina y debido a que no se considera la acción de las protecciones no es necesario bloquear el interruptor de máquina. En el momento del disparo de la turbina, se reduce la referencia de la potencia mecánica a un valor negativo de -0.1 pu, para simular el efecto de las pérdidas en el generador y en la turbina. Con esto se provoca la motorización del generador.

Las pruebas parten de un estado estacionario de 0.05 pu de potencia activa y 0.0 pu de potencia reactiva y un segundo después se inicia la motorización. En ese momento comienza un comportamiento oscilatorio en todas las variables que concluye con: la disminución de la potencia activa y el ángulo de la máquina; el aumento de la corriente de generación, y ligeros cambios en la potencia reactiva, el voltaje en terminales, el voltaje de campo, la corriente de campo y la velocidad. El efecto de saturación se puede observar principalmente en la comparación de comportamientos de voltaje de campo, la corriente de campo y ángulo de la máquina.

En esta prueba no se realiza la comparación contra algún comportamiento de referencia ya que no se dispone de tales comportamientos. Sin embargo, se realizaron pruebas con un modelo de una central nucleoelectrónica [52, 54] para confirmar las tendencias en los comportamientos y se obtuvieron resultados semejantes.

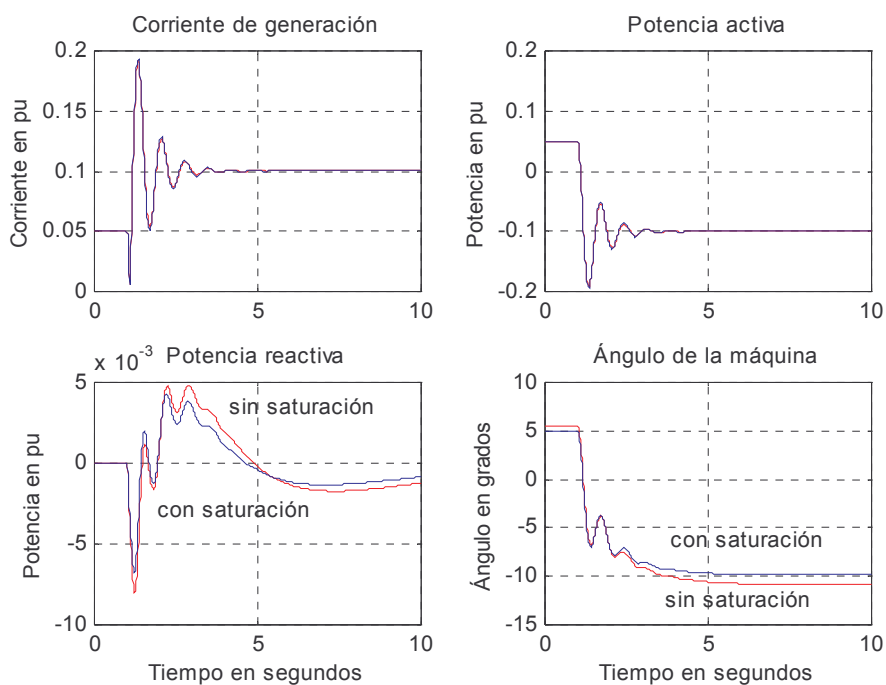


Figura 4.26 Motorización con campo, “variables de operación con carga”.

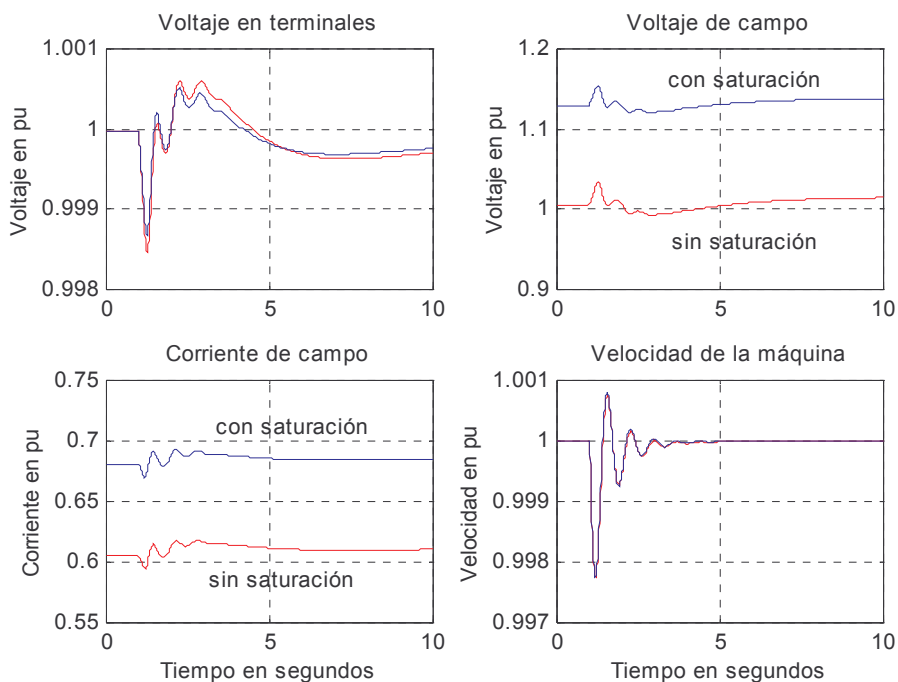


Figura 4.27 Motorización con campo, “variables de operación en vacío”.

4.4.8 Motorización sin campo

La motorización sin campo del generador es una falla o una operación anormal del sistema simulado. Esta falla ocurre cuando por protección se dispara la turbina, pero no abre el interruptor de máquina y sí abre el interruptor del campo. Es pues una falla triple: el disparo de la turbina, el bloqueo del interruptor de máquina y el disparo del interruptor de campo. Por el disparo de la turbina, el par mecánico cae a cero; debido al disparo del interruptor de campo, se pierde la excitación al campo, y como el interruptor de máquina está cerrado, el generador empieza a recibir energía (potencia activa y reactiva) del sistema de potencia, pasando de generador síncrono a motor de inducción. Como motor de inducción su carga mecánica son las pérdidas de energía propias y de la turbina, las cuales compensa con potencia activa del sistema de potencia. Pero además, necesita una buena cantidad de potencia reactiva del sistema para cubrir su propia demanda de excitación [5, 58-60].

Las figuras 4.28 y 4.29 presentan dos pruebas simuladas de una motorización sin campo para la planta de referencia 3. En la primera prueba no se consideran los efectos de saturación magnética y en la segunda prueba sí. La perturbación se simula disparando la turbina y el interruptor de campo, y debido a que no se considera la acción de las protecciones no es necesario bloquear el interruptor de máquina. En el momento del disparo de la turbina, se reduce la referencia de la potencia mecánica a un valor negativo de -0.1 pu, para simular el efecto de las pérdidas en el generador y en la turbina. Con esto se provoca la motorización del generador. Con la apertura del interruptor de campo el voltaje de campo cae a cero.

Las pruebas parten de un estado estacionario de 0.05 pu de potencia activa y 0.0 pu de potencia reactiva y 10 segundos después se inicia la motorización. En ese momento el voltaje de campo cae a cero. La potencia activa después de un comportamiento oscilatorio se establece en un nuevo estado estacionario equivalente a las pérdidas. La potencia reactiva, el voltaje en terminales, la corriente de campo y la velocidad inicialmente disminuyen a un valor inferior, alrededor del cual tienen un comportamiento periódico de baja frecuencia. La corriente de generación crece a un valor superior alrededor del cual también tiene un comportamiento periódico de la misma baja frecuencia. El ángulo de la máquina tiene un comportamiento de decrecimiento continuo, con ligeras perturbaciones de la misma baja frecuencia. Este comportamiento periódico de baja frecuencia que afecta a casi todas las variables se produce cuando ocurre el deslizamiento de polos. El efecto de saturación se puede observar en la comparación de casi todas las variables, pero con diferencias ligeras.

Esta prueba es en esencia un caso particular de la prueba de pérdida de campo, presentada en la sección 4.4.4. Si se realiza la comparación de tendencias se observan comportamientos semejantes. La diferencia principal es que en aquella prueba la máquina se convirtió en generador de inducción y en ésta en motor de inducción [5]. La operación del generador síncrono como motor de inducción puede parecer inusual, pero sí llega a suceder en la realidad. Con esta prueba también se comprueba que es posible utilizar modelos de máquina síncrona para simular máquinas de inducción [63].

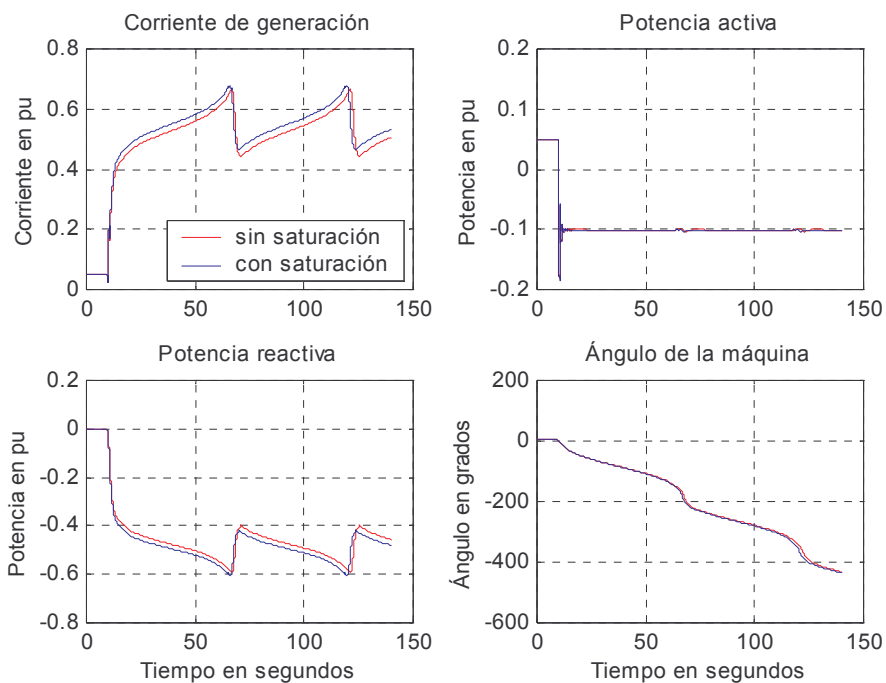


Figura 4.28 Motorización sin campo, “variables de operación con carga”.

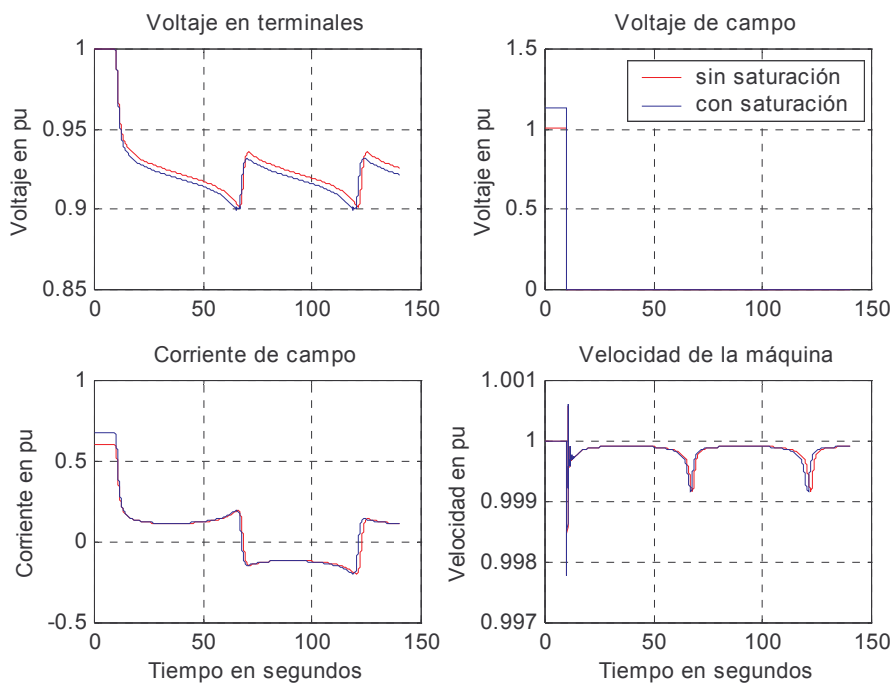


Figura 4.29 Motorización sin campo, “variables de operación en vacío”.

4.5 Análisis de resultados

El modelo de generador cumple satisfactoriamente con la reproducción de comportamientos requeridos, especificados en la sección 2.1.1. Parte de estos comportamientos son normalmente contenidos en los modelos usados en los SEO CG, tales como: excitación, desexcitación, escalones de tensión, sincronización, toma de carga, escalones de reactivos, rechazo de carga y corto circuito.

Otros comportamientos como sincronización fallada, disparo de turbina en vacío, aislamiento del generador, motorización con campo, motorización sin campo y pérdida de campo en algunas ocasiones sí se incluyen en los SEO CG pero normalmente han tenido discrepancias respecto al comportamiento esperado.

Para hacer más realista la respuesta del generador ante estos comportamientos requeridos, en este modelo se consideran los efectos de la saturación magnética del entrehierro, el magnetismo remanente en el hierro del rotor, el efecto de las variaciones de velocidad sobre el voltaje y la transición del modelo de generador síncrono a motor síncrono, motor de inducción y generador de inducción.

4.5.1 Análisis de fenómenos magnéticos

El primero de los fenómenos magnéticos considerados es la saturación magnética del entrehierro, el cual está presente en todas las pruebas anteriores e incluso se hacen comparaciones con saturación y sin saturación en las pruebas de: escalones de tensión, sincronización, sincronización fallada, toma de carga, aislamiento del generador, motorización con campo y motorización sin campo.

El efecto de la saturación es más notorio en los estados estacionarios que yacen en la zona saturada de la curva característica de circuito abierto. La diferencia entre los valores con saturación y sin saturación de la corriente de campo y del voltaje de campo son considerables como se puede observar en la figura 4.6 de la prueba de sincronización normal.

En los comportamientos transitorios la saturación tiene un efecto principal en la prueba de aislamiento del generador, en donde en conjunto con el efecto de las variaciones de velocidad amplía el sobrevoltaje transitorio que sigue a la apertura del interruptor de máquina según figura 4.25.

Con base en los resultados de simulación obtenidos se concluye que el modelo de saturación es necesario en la representación de comportamientos del generador síncrono. Si se espera reproducir comportamientos realistas la saturación debe considerarse porque:

- La gran mayoría de los generadores se diseñan para operar en la zona saturada.

- El hecho de no contar con la saturación lleva a discrepancias en los valores de variables medibles u observables en la central de generación como el voltaje de campo y la corriente de campo para un determinado voltaje en terminales. Es decir, se puede comprobar que el modelo no sigue la curva de característica de circuito abierto.
- La reproducción de los comportamientos reales de las Plantas de Referencia se logró mejor considerando la saturación (sobre todo los comportamientos de estado estacionario y algunos transitorios como el aislamiento del generador).

El segundo fenómeno magnético considerado es el magnetismo remanente del rotor, el cual sólo se revisó en la prueba de excitación. Al considerar este fenómeno se podrá realizar la excitación del generador aun cuando falle la fuente de excitación inicial. A pesar de que el tiempo de excitación es más largo comparado con la excitación con fuente de excitación inicial, ver figura 4.1, es una importante alternativa en el proceso de operación de la central de generación.

El voltaje inicial aplicado al campo, en el caso de la excitación con magnetismo remanente, se produce debido a la inducción de un pequeño voltaje en terminales por parte del magnetismo remanente. Este pequeño voltaje en terminales se alimenta a través del transformador de excitación al convertidor estático, el cual lo rectifica y aplica al campo. Con este nuevo voltaje de campo, mayor al anterior, se produce un mayor voltaje en terminales y este a su vez un mayor voltaje de campo y así sucesivamente.

Para esta prueba no se contó con alguna prueba de referencia con la cual comparar el comportamiento obtenido, pero se considera que el resultado es adecuado. Esto debido a que la excitación con magnetismo remanente se comporta de manera similar que la excitación con fuente de excitación inicial, con la única diferencia del valor de voltaje inicial aplicado al campo.

4.5.2 Análisis del efecto de las variaciones de velocidad sobre el voltaje

El efecto de las variaciones de velocidad sobre el voltaje se puede percibir mejor en las pruebas de disparo de turbina en vacío, rechazo de carga y aislamiento del generador. De hecho la primera prueba es la más representativa. En ella se recurre a la combinación de varias situaciones anormales para evidenciar el hecho de considerar o ignorar este efecto.

En la figura 4.11 se muestra claramente la diferencia. Cuando no se considera este efecto, el voltaje en terminales permanece constante ante las variaciones de velocidad. Cuando sí está presente el efecto, el voltaje sí se ve afectado aun cuando el sistema de control de excitación trate de compensar las variaciones.

En las pruebas de rechazo de carga (o de generación) y en el aislamiento del generador el efecto se manifiesta de forma más discreta. En las figuras 4.22 y 4.23 se puede observar, para un rechazo de carga, que a pesar de no tener una variación importante en la potencia

reactiva entregada al sistema de potencia la corriente y el voltaje de campo son menores después del rechazo. Esto se debe a que la variación en la frecuencia (velocidad) tiende a aumentar el voltaje en terminales, pero el sistema de control de excitación compensa esta variación de voltaje disminuyendo la excitación.

En la prueba de aislamiento del generador, se da una importante aceleración transitoria que es corregida por el control de velocidad de la turbina, ver figura 4.25. Durante ese período ocurre también un sobrevoltaje transitorio, el cual es más cercano al comportamiento real cuando se considera el efecto de las variaciones de velocidad sobre el voltaje y la saturación.

Con todo esto, se puede asegurar que el considerar el efecto de las variaciones de velocidad sobre el voltaje lleva a la reproducción de comportamientos más cercanos a lo real. El hecho de no considerar este efecto genera comportamientos deficientes, al menos para las tres pruebas que aquí se mencionan.

4.5.3 Análisis del funcionamiento como máquina de inducción

En este trabajo se analiza el comportamiento de una máquina síncrona funcionando en modo de generador. Pero bajo ciertas perturbaciones este modelo puede cambiar de modo a motor y de principio de operación a máquina de inducción. En este último tópico se tienen las pruebas de pérdida de campo y motorización sin campo. En ambos casos la característica común es la pérdida de la fuente de alimentación al campo de la máquina.

En la pérdida de campo la máquina pasa de generador síncrono a generador de inducción. En la motorización sin campo la máquina pasa de generador síncrono a motor de inducción. En ambos casos la transición es una situación anormal muy drástica porque la máquina no está diseñada para manejar los altos valores de corriente de generación y potencia reactiva que surgen de la transición. Otros efectos adversos son la pérdida de sincronismo y los pares pulsantes.

La pérdida de la fuente de alimentación al campo es una falla que se puede presentar en la operación de una central de generación, que demanda una eficaz y rápida respuesta del personal de operación y que por ello es necesario practicarla en las sesiones de capacitación.

El resultado de la prueba de pérdida de campo se comprobó en las figuras 4.20 y 4.21, contra el resultado obtenido en una referencia reconocida [5]. La comparación muestra resultados casi idénticos, por lo que se concluye que el modelo reproduce apropiadamente esta prueba. En el caso de la motorización sin campo, no se encontró algún comportamiento contra el cual comparar, pero se considera que el comportamiento también es adecuado ya que la prueba es la conjunción de dos pruebas que tienen aceptables resultados como son: la misma pérdida de campo y la motorización con campo.

4.5.4 Análisis del funcionamiento como motor

Cuando la máquina síncrona cambia de modo generador a modo motor, lo puede hacer como motor síncrono y como motor de inducción. En ambos casos el factor común es la pérdida del par mecánico del primo motor o turbina. Además para el caso de motor de inducción también se tiene pérdida de campo.

La transición del generador síncrono a motor es una situación real que puede presentarse en la operación de una central de generación y que por lo tanto es necesaria para la capacitación del personal de operación.

En ambas pruebas se da un desbalance electromecánico de pares mecánico y eléctrico en la ecuación de movimiento mecánico. Dicho desbalance es provocado por la pérdida súbita del par mecánico, además del bloqueo del interruptor de máquina. La motorización se completa con la aplicación de un par mecánico negativo que representa las pérdidas en las partes rotatorias de la turbina y el generador. Estas pruebas son muy similares a las clásicas pruebas de escalones de potencia mecánica que se aplican a la mayoría de los modelos de máquinas.

CAPÍTULO CINCO

CONCLUSIONES

5.1 Conclusiones

En este trabajo se ha presentado la conceptualización, implementación, pruebas, análisis y validación de un modelo que se utilizará en la reproducción de comportamientos del generador eléctrico para simuladores de entrenamiento de personal de operación de centrales de generación. El modelo se implementó en un programa de simulación digital codificado en el lenguaje de programación de Matlab. El programa contiene una interfase que facilita las acciones de carga de datos, realización de pruebas y análisis de los resultados.

Para este trabajo se simularon y analizaron fenómenos, efectos, pruebas y comportamientos intrínsecos o muy relacionados con el funcionamiento del generador desde el punto de vista de la operación de una central de generación y en menor grado la interacción con el sistema de potencia. El modelo tiene como base el modelo 2.2 de IEEE, pero además contiene otras ecuaciones para representar un mayor grupo de pruebas, comportamientos y fenómenos. Los comportamientos simulados incluyen: excitación, desexcitación, escalones de tensión en vacío, sincronización normal, sincronización fallada, disparo de turbina en vacío, toma de carga, escalones de potencia mecánica, escalones de reactivos, rechazo de carga, rechazo de generación, aislamiento del generador, corto circuito, pérdida de campo, motorización con campo, motorización sin campo, entre otros. En todo este grupo de simulaciones el modelo funcionó principalmente como generador síncrono, pero en ciertas situaciones operó como motor síncrono, motor de inducción y generador de inducción.

Para verificar la validez del modelo, sus resultados se contrastaron contra resultados de referencia tomados de pruebas reales y de trabajos de simulación reconocidos. Para lograr esto se tomaron los datos de placa, los parámetros y las curvas de operación de los generadores de dos unidades de generación reales y de una simulada para caracterizar el modelo. Se obtuvieron comportamientos graficados de respuesta temporal de varias pruebas reales y se digitalizaron, para tomarlos como referencia. Finalmente, se realizaron algunos ligeros ajustes a los parámetros del sistema de control de excitación y al equivalente de Thevenin para aproximar lo más posible los comportamientos simulados a los comportamientos de referencia. En general el modelo reproduce con aceptable fidelidad los comportamientos de referencia.

En la mayor parte de las pruebas se hace una comparación entre un modelo de generador con saturación y otro sin saturación. Las diferencias principales se observaron en los

comportamientos de la corriente y el voltaje de campo que resultaron mayores para el caso con saturación y el ángulo del rotor que resultó menor con respecto al caso no saturado. En la prueba de aislamiento del generador del sistema de potencia, se observó que el transitorio de sobrevoltaje que ocurre inmediatamente después de iniciada esta perturbación, se representa de una forma más realista con un modelo que incluya saturación que con otro que no la incluya. También se comprobó cómo el modelo con saturación aumenta ligeramente el margen de estabilidad transitoria en una prueba de corto circuito trifásico en terminales respecto al modelo sin saturación.

El fenómeno del magnetismo remanente sólo se observó su efecto en la prueba de excitación, donde sin fuente de excitación inicial se logró alcanzar el voltaje demandado por la referencia del sistema de control de excitación. Esta forma de iniciar la excitación conduce a periodos de excitación un poco más largos que con la forma que incluye la fuente de excitación inicial.

El efecto de las variaciones de velocidad sobre el voltaje del generador se constató en pruebas como el disparo de turbina en vacío, los rechazos de carga, los rechazos de generación y en el aislamiento del generador del sistema de potencia. Normalmente este efecto es inadvertido debido a la acción del sistema de control de excitación que regula las variaciones del voltaje y a las reducidas variaciones de velocidad que ocurren en la operación normal. Para evidenciar su efecto se recurrió a pruebas de operación anormal del generador. En la prueba de aislamiento del generador del sistema de potencia, se observó que el transitorio de sobrevoltaje que ocurre inmediatamente después de iniciada esta perturbación, se representa mejor con un modelo que incluye variaciones de velocidad sobre el voltaje.

La prueba de sincronización fallada arrojó resultados conservadores respecto a resultados documentados para el área de análisis de esfuerzos mecánicos debido al menor grado de detalle de modelado aquí empleado. Sin embargo, los resultados son adecuados para verificar tendencias cuando se emplean para capacitación.

La prueba de pérdida de campo mostró resultados muy precisos respecto a comportamientos reportados en las referencias. Los incrementos importantes en la corriente de generación y en la potencia reactiva absorbida, el incremento de la frecuencia del generador y pérdida de sincronismo son las características principales de esta prueba. Además en esta prueba el modelo mostró la transición de generador síncrono a generador de inducción.

Las pruebas de motorización también resultaron precisas al compararlas contra las conocidas pruebas de escalones de potencia mecánica. La llamada motorización con campo presentó la transición del modelo de generador síncrono a motor síncrono. La motorización sin campo, que además del escalón de potencia mecánica considera la pérdida del campo, presentó la transición del modelo de generador síncrono a motor de inducción.

En la prueba del aislamiento del generador del sistema de potencia se combinó la presencia de la saturación y de las variaciones de velocidad sobre el voltaje para acercarse a la realidad el transitorio de sobrevoltaje.

En lo relativo al programa o interfase de pruebas se pueden resumir algunas de sus características principales: simulación de comportamientos del generador en estado estacionario y en estado transitorio; permite la captura de los parámetros y las curvas operativas del generador en una forma fácil, gracias a un sencillo programa de ayuda; se pueden aplicar 8 perturbaciones en operación en vacío y 11 en operación con carga. Para este programa se tienen disponibles 4 métodos de solución de ecuaciones diferenciales que pueden utilizarse con cualquier paso de integración, estos son: Euler, Predictor-Corrector, Runge-Kutta de 4° orden y Runge-Kutta-Gill; asimismo se permite visualizar los resultados en forma de gráficas de respuesta temporal y de diagramas fasoriales.

5.2 Trabajos futuros

Debido a la continua optimización, modernización y la adopción de nuevas tecnologías en las centrales de generación, la capacitación y entrenamiento en la operación de las mismas debe ser frecuentemente revisada y actualizada. La formación de operadores mejor capacitados y con más habilidades analíticas, aunado a las problemáticas que incorporen las nuevas tecnologías seguramente demandarán modelos matemáticos más detallados, tal es el caso del generador eléctrico.

Teniendo en mente lo anterior y como continuación de este trabajo se propone seguir las siguientes alternativas:

- ◆ Utilizar este modelo en las nuevas aplicaciones de simuladores de entrenamiento o para mejorar el alcance del modelo de generador de algún simulador de entrenamiento ya existente. Para ello será necesario trasladar el código de Matlab al lenguaje de programación que utilice dicho simulador. Esto se espera sea una labor sencilla ya que el modelo sólo emplea instrucciones básicas del lenguaje de Matlab que cualquier otro lenguaje también las tiene.
- ◆ Ligar este modelo con un modelo que incluya toda la lógica de los sistemas de operación, control y protección de la central para verificar ajustes y coordinar el adecuado funcionamiento de estos sistemas lógicos. Este trabajo serviría tanto para simuladores de entrenamiento, como para el análisis de estos sistemas lógicos en la central real.
- ◆ Realizar un trabajo muy similar a éste pero con un modelo de generador en coordenadas de fase. Esto serviría para facilitar el análisis en operación desbalanceada del generador y para simular fallas internas en los devanados del mismo.

- ◆ Adecuar este modelo para poder representar un generador de inducción. Con esto se podrían simular unidades de generación que empleen este tipo de máquina, de la cual no existe ningún modelo disponible en el área de desarrollo de simuladores de entrenamiento de personal de operación de centrales de generación en México.
- ◆ Buscar más comportamientos de centrales de generación reales para validar los resultados de este modelo. Esto se puede lograr a través de los sistemas de adquisición de datos e información con que cuentan varias centrales de generación del país.
- ◆ Realizar un modelo de generador más detallado para profundizar en el análisis de la sincronización fuera de fase, de la pérdida del campo, de la motorización con campo y de la motorización sin campo.

5.3 Aportaciones

Se especificó, diseñó y desarrolló un programa de simulación digital (simulador) para probar, analizar y validar el comportamiento de un modelo de máquina síncrona que se utilizará en simuladores de entrenamiento de personal de operación de centrales de generación. Con este programa es posible realizar las pruebas fuera de línea del modelo, es decir probarlo y analizarlo fuera del medio ambiente y de las interacciones de cualquier simulador en particular.

El programa contiene una interfase que facilita las acciones de carga de datos, realización de pruebas y análisis de los resultados. Esta interfase podría ser utilizada, con algunas pocas modificaciones, para probar y analizar otros modelos de máquina síncrona.

Se analizaron pruebas poco revisadas en las áreas tradicionales de estudio de los sistemas de potencia como son: excitación, desexcitación, sincronización fallada, disparo de turbina en vacío, pérdida de campo, motorización con campo y motorización sin campo.

Se incluyen efectos y fenómenos que normalmente se ignoran en esta aplicación como: la saturación, el magnetismo remanente, el efecto de las variaciones de velocidad sobre el voltaje y las transiciones a máquina de inducción y modo motor. Con este alcance del modelo se resolverán algunos problemas existentes, ya reportados por los usuarios de los simuladores. Además las actividades de capacitación y entrenamiento podrán disponer de nuevos y mejores escenarios para los operadores de las centrales de generación.

Se tiene un modelo que puede utilizarse para el análisis de problemas reales en una central de generación, sobre todo en lo relacionado a los efectos, fenómenos y pruebas aquí considerados como: excitación, desexcitación, sincronización fallada, disparo de turbina en vacío, pérdida de campo, motorización con campo y motorización sin campo. Adicionalmente podrá usarse en áreas como la evaluación de funcionamiento del sistema de control de excitación y en la verificación y reajuste de algunas de las protecciones relacionadas con el generador, la turbina y el sistema de excitación.

REFERENCIAS

- [1] <http://www.ije.org.mx/sitio/pys/simul.htm>, dirección en internet de la Gerencia de Simulación del Instituto de Investigaciones Eléctricas.
- [2] Zanobetti, D., “*Power station simulators*”, Elsevier, 1989.
- [3] Aggarwal, S.K., “*Simulator-A Modern Tool for Training of Power Plant Operators*”, *Irrigation and Power Journal*, vol. 40, no. 1, jan. 1983, pp. 23-31, no refs.
- [4] CFE-IIE, Reportes de discrepancias de simuladores, Compendio por proyecto y por simulador.
- [5] Kundur, P; “*Power System Stability and Control*”, McGraw-Hill, 1994
- [6] ASEA, “*Information about static excitation equipment type FMTB for synchronous machines*”, 1982.
- [7] Rodríguez L., S.; et al, “*Propuesta de desarrollo de un simulador en tiempo real automático de máquinas síncronas (Sitirams)*”, IIE Reporte Interno proyecto Sitirams, 1993.
- [8] Paolillo, A.; Pelizzari, G., “*Simulatore in tempo reale del sistema alternatore-rete*” Automazione e strumentazione, marzo 1986.
- [9] Venkata, S.S.; Heydt, G.T.; Balijepalli, N.; “*High impact papers in power engineering (1900-1999)*”; *Power Engineering Review, IEEE* , Vol. 21 , no. 4 , April 2001, pp. 48 –53.
- [10] Park, Robert; “*Two reaction theory of synchronous machines*”; *Transactions of the AIEE*, vol. 48, pp. 716-730, 1929.
- [11] Navarro Pérez, Rogelio; “*Simulación analógica, digital e híbrida de un sistema eléctrico de potencia*”; Tesis maestría ESIME-IPN, junio 1985.
- [12] Hernández Ángeles, Máximo; “*Diseño y construcción de un simulador máquina síncrona-bus infinito*”; Tesis maestría ESIME-IPN, febrero 1986.
- [13] Mendoza Gómez, Benjamín; “*Análisis de la influencia de los parámetros eléctricos del generador síncrono en su comportamiento transitorio*”; Tesis maestría ESIME-IPN, abril 1991.

[14] Cisneros Torres, Francisco; “Estudio y modelado de la máquina síncrona incluyendo el efecto de la saturación para diferentes estados dinámicos de operación”; Tesis maestría ESIME-IPN, enero 1995.

[15] Pérez Guillén, Jesús Artemio; “Paquete computacional para el análisis de generadores síncronos y sus controles”; Tesis maestría PGIIE-DIEE-Instituto Tecnológico de Morelia; diciembre 1997.

[16] Task Force; “*Current usage and suggested practices in power system stability simulations for synchronous machines*”; IEEE trans. on Energy Conversion EC-1 (1), 1986, pp. 77-93.

[17] Joho, R.; “*Advances in synchronous machines*”; Power Engineering Society Winter Meeting, 2002. IEEE, vol. 1, 27-31 Jan. 2002, pp. 398-400.

[18] Slemon, G.R.; “*An equivalent circuit approach to analysis of synchronous machines with saliency and saturation*”, Energy Conversion, IEEE Transactions on, vol. 5 , no. 3, Sep 1990, pp. 538–545.

[19] P. Subramaniam and O. P. Malik; “*Digital simulation of a synchronous generator in direct phase quantities*”, Proceedings of the IEE, vol. 118, no. 1, pp. 153-160, jan. 1971.

[20] Marti, J.R.; Louie, K.W.; “*A phase-domain synchronous generator model including saturation effects*”, Power Systems, IEEE Transactions on, vol. 12 , no. 1 , Feb 1997, pp. 222–229.

[21] Srivastava, Kailash; Berggren, Bertil; “*Simulation of synchronous machines in phase coordinates including magnetic saturation*”, Electric Power Systems Research, vol. 56, no. 3, dec. 2000, pp. 177-183.

[22] Reichmeinder, P.P.; Querrey, D.; Gross, Ch.A.; Novosel, D.; Salon, Sh.; “*Partitioning of synchronous machine windings for internal fault analysis*”, IEEE trans. on EC, vol. 15, no. 4, dec. 2000.

[23] Reichmeinder, P.P.; Querrey, D.; Gross, Ch.A.; Novosel, D.; Salon, Sh.; “*Internal faults in synchronous machine part I: the machine model*”, IEEE trans. on EC, vol. 15, no. 4, dec. 2000.

[24] Reichmeinder, P.P.; Querrey, D.; Gross, Ch.A.; Novosel, D.; Salon, Sh.; “*Internal faults in synchronous machine part II: model performance*”, IEEE trans. on EC, vol. 15, no. 4, dec. 2000.

[25] Chan, K.H.; Acha, E.; Madrigal, M.; Parle, J.A.; “*The use of direct time-phase domain synchronous generator model in standard EMTP-type industrial packages*”, IEEE Power Engineering Review, vol. 21, no. 6, jun. 2001, pp. 63-65.

- [26] Chow, M.-Y.; Thomas, R.J.; “*Neural network synchronous machine modeling*”, Circuits and Systems, 1989, IEEE International Symposium on, 8-11 may 1989, pp. 495 -498, vol. 1.
- [27] Lin Xianshu; Yan Wenhua; “*New generator models for power plant training simulators*”, IEEE trans. on Power Systems, vol. 11, no. 2, may. 1996.
- [28] Jackson, W.B.; Winchester, R.L.; “*Direct- and quadrature-axis equivalent circuits for solid-rotor turbine generators*”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-88, no. 7, july 1969, pp. 1121-1136.
- [29] Instituto de Investigaciones Eléctricas-Gerencia de Simulación, Documentación final de modelos de generador.
- [30] Krause; P.C.; Wasynczuk, O.; Sudhoff, S.C.; “*Analysis of electric machinery*”, IEEE press, 1995.
- [31] Ong, C.M.; “*Dynamic Simulation of Electric Machinery*”, Prentice Hall PTR, 1998.
- [32] Anderson, P.M.; Fouad, A.A.; “*Power System Control and Stability*”, IEEE Press, 1994.
- [33] Anderson, P.M.; Agrawal, B.L.; Van Ness, J.E.; “*Subsynchronous Resonance in Power Systems*”, IEEE Press, 1990.
- [34] Sarma, M.S.; “*Synchronous Machines (Their Theory, Stability, and Excitation Systems)*”, Gordon and Breach Science Publishers, 1979.
- [35] Shaltout, A.A.; Abdel-Halim, M.A.; “*Damping and synchronizing torques of salient-pole generators with accurate representation of saturation, Energy Conversion*”, IEEE Transactions on, vol. 10, no. 1, march 1995, pp. 1–9.
- [36] Nilsson, N.E.; Mercurio, J.; “*Synchronous generator capability curve testing and evaluation, Power Delivery*”, IEEE Transactions on, vol. 9, no. 1, jan. 1994, pp. 414–424.
- [37] Adibi, M.M.; Milanicz, D.P.; Volkmann, T.L.; “*Optimizing generator reactive power resources, Power Systems*”, IEEE Transactions on, vol. 14, no. 1, Feb. 1999, pp. 319-325.
- [38] Adibi, M.M.; Milanicz, D.P.; “*Reactive capability limitation of synchronous machines*”, *Power Systems*, IEEE Transactions on, vol. 9, no. 1, Feb. 1994, pp. 29–40.
- [39] García G., J.M.; “*Formulación del modelo de turbina*”, IIE Reporte Interno proyecto Sitirams, 1994.
- [40] The Mathworks Inc., “*Matlab version 6.0.0.88 release 12*”, sept. 22, 2000.

[41] Schoder, K.; Hasanovic, A.; Feliachi, A.; “*PAT: A power analysis toolbox for MATLAB/simulink*”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 18, no. 1, feb. 2003, pp. 42–47.

[42] Mahseredjian, J.; Alvarado, F.; Rogers, G.; Long, W.; “*Matlab’s power for power systems*”, IEEE computer applications in power, jan. 2001.

[43] Chow, J.H.; Cheung, K.W.; “*A toolbox for power system dynamics and control engineering education and research*”, IEEE transactions on Power Systems, vol. 7, no. 4, nov. 1992, pp. 1559-1564.

[44] Balci, O.; “*Guidelines for successful simulation studies*”, Proceedings of the 1990 winter simulation conference.

[45] Musselman; K.J.; “*Conducting a successful simulation project*”, Proceedings of the 1992 winter simulation conference.

[46] Sargent, R.G.; “*Validation and verification of simulation models*”, Proceedings of the 1992 winter simulation conference.

[47] Chew, J.; Sullivan, C.; “*Verification, validation, and accreditation in the life cycle of models and simulations*”, Proceedings of the 2000 winter simulation conference.

[48] Kerlin, T.W.; Katz, E.M.; Upadhyaya, B.R.; “*Model validation, necessary only for imperfect modelers*”.

[49] CFE-Lapem, “*Pruebas de comportamiento de los sistemas de regulación de velocidad y tensión de la U-1 de la C.T. Guadalupe Victoria*”, Cd. Lerdo, Dgo. 1991.

[50] CFE-Lapem, “*Reporte de las pruebas efectuadas a los reguladores de velocidad y tensión de la C.T. Carbón II U-4*”, Piedras Negras, Coah. 1996.

[51] CFE-CAOI, “*Procedimiento de operación general U-2, Valle de Bravo*”, Edo. Mex., 1993.

[52] IIE-Gerencia de Simulación, “*Procedimientos de prueba del simulador de la Central Nuclear de Laguna Verde*”, Cuernavaca, Mor., 2003.

[53] CFE-Lapem, “*Procedimiento de pruebas de comportamiento del sistema de control de excitación del generador en centrales eléctricas*”, Irapuato, Gto.

[54] IIE-Gerencia de Simulación, “*Documentación final del simulador de la Central Nuclear de Laguna Verde: Modelo J1*”, Generador Principal, Cuernavaca, Mor., 1991.

[55] Canay, M.; “*Stresses in turbogenerator sets due to electrical disturbances*”, Brown Boveri Review, no. 9, 1975.

[56] Krause, P.C.; Hollopter, W.C.; Triezenberg, D.M.; Rusche, P.A.; “*Shaft torques during out-of-phase synchronization*”, IEEE Trans., vol. PAS-96, no. 4, pp. 1318-1323, july/aug. 1977.

[57] Johansson, K.E.; Carlsson, L.; “*Simulation of transients in AC networks with an accurate machine and network representation*”, IEEE PICA 1971 Conference, pp. 252-260.

[58] IEEE Power Engineering Society; “*IEEE tutorial course on the protection of synchronous generators*”, 1995.

[59] Rana, R.D.; Schulz, R.P.; Heyeck, M.; Boyer, T.R., Jr.; “*Generator loss of field study for AEP's Rockport plant*”, IEEE Computer Applications in Power, vol. 3, no. 2, apr. 1990, pp. 44-49.

[60] Liu Tao; Zhou Qian; Wang Xiangheng; Su Pengsheng; Wang Weijian; “*Dynamic performance for turbo generator under low excitation and loss of field*”, Proceedings of the Fifth International Conference on Electrical Machines and Systems, ICEMS 2001, vol. 1, 18-20 aug. 2001, pp. 436-439.

[61] De Mello, F.P.; Leuzinger, L.M.; Mills, R.J.; “*Load rejection overvoltages as affected by excitation system control*”, IEEE Transactions on Power apparatus and Systems, vol. PAS-94, no. 2, march/april 1975, pp. 280-287.

[62] Hirayama, K.; “*Practical detailed model for generators, Energy Conversion*”, IEEE Transactions on, vol. 10, no. 1, Mar 1995, pp. 105–110.

[63] Hung, R.; Dommel, H.W.; “*Synchronous machine models for simulation of induction motor transients*”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 11, no. 2, May 1996, pp. 833–838.

[64] Brandwajn V., “*Representation of magnetic saturation in the synchronous machine model in an electromagnetic transients program*”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-99, no. 5, sep/oct. 1980, pp. 1996-2002.

[65] Macdonald, D.C.; Reece, A.B.J.; Turner, P.J., “*Turbine-Generator Steady- State Reactances*”, Proc. IEE (London), vol. 132, no. 3, pp. 101-108, 1985.

[66] Minnich, S.H.; Schulz, R.P.; Baker, D.H.; Farmer, R.G.; Sharma, D.K.; Fish, J.H.; “*Saturation Functions for Synchronous Generators from Finite Elements*”, IEEE Trans., vol. EC-2, pp. 680-692, december 1987.

[67] Sauer, P.W., “*Constraints on saturation modelling in AC machines*”, IEEE trans. on EC, vol. 7, no. 1, march 1992.

- [68] El-Serafi, A.M.; Abdallah, A.S., “*Saturated synchronous reactances of synchronous machines*”, IEEE trans. on EC, vol. 7, no. 3, sep. 1992.
- [69] Tamura, J.; Takeda, I.; “*A new model of saturated synchronous machines for power system transient stability simulations*”, Energy Conversion, IEEE Transactions on, vol. 10, no. 2, jun 1995, pp. 218–224.
- [70] Matsuki, J.; Okada, T.; Yamanaka, M.; “*Monitoring of magnetic saturation level of a synchronous generator under load*”, Energy Conversion, IEEE Transactions on, vol. 10, no. 2, jun. 1995, pp. 225–231.
- [71] Tahan, S.-A.; Kamwa, I., “*A two factor saturation model for synchronous machines with multiple rotor circuits*”, Energy Conversion, IEEE Transactions on, vol. 10, no. 4, dec. 1995.
- [72] Corzine, K.A.; Kuhn, B.T.; Sudhoff, S.D.; Hegner, H.J.; “*An improved method for incorporating magnetic saturation in the q-d synchronous machine model*”, Energy Conversion, IEEE Transactions on, vol. 13, no. 3, Sep 1998, pp. 270–275.
- [73] Perez-Rojas, Carlos; “*Fitting Saturation and Hysteresis via Arctangent Functions*”, IEEE power engineering review, nov. 2000, vol. 20, no. 11, pp. 55.
- [74] Fitzgerald, A.E.; Kingsley, C.; Umans, S.D.; “*Electric Machinery*”, McGraw-Hill, 1983.
- [75] Chapman, S.J.; Máquinas eléctricas, McGraw-Hill, 1988.

APÉNDICE A

MODELO DE SATURACIÓN Y MAGNETISMO REMANENTE

Saturación

La saturación es un fenómeno que está presente en la mayor parte del funcionamiento de estado estacionario y transitorio de la máquina síncrona. Para representarla existen muchos modelos disponibles en las referencias [64-73]. Para este trabajo se emplea un modelo recomendado por varias referencias [5, 32-33] por su facilidad de implantación y comprobados resultados en las aplicaciones.

En el desarrollo de las ecuaciones básicas de la máquina síncrona y el análisis de sus características se ignoran los efectos de la saturación del hierro del estator y el rotor [5]. Esto se hace para hacer el análisis simple y manejable. Un riguroso tratamiento del funcionamiento de la máquina síncrona incluyendo efectos de saturación es un ejercicio inútil. Cualquier método práctico de considerar los efectos de la saturación debe basarse en razonamiento semiheurístico y aproximaciones juiciosamente seleccionadas, con la debida consideración a la simplicidad de la estructura del modelo, la disponibilidad de datos y la exactitud de los resultados.

En la representación de la saturación magnética se hacen las siguientes suposiciones:

- a).- Las inductancias de dispersión son independientes de la saturación.
- b).- Los flujos de dispersión no contribuyen a la saturación del hierro.
- c).- Las relaciones de saturación entre el flujo de entrehierro resultante y la fuerza magnetomotriz (fmm) son las mismas en condiciones de carga y sin carga.
- d).- No hay acoplamiento magnético entre los ejes d y q como resultado de las no linealidades introducidas por la saturación.

Con estas suposiciones, los efectos de la saturación pueden representarse como

$$L_{ads} = K_{sd} L_{adu} \quad (\text{A.1})$$

$$L_{aqs} = K_{sq} L_{aqu} \quad (\text{A.2})$$

donde L_{adu} , L_{aqu} son los valores no saturados de L_{ad} , L_{aq} . Los factores de saturación K_{sd} , K_{sq} identifican los grados de saturación en los ejes d y q respectivamente.

De acuerdo con la tercera suposición, el grado de saturación en eje d se determina de la curva característica de circuito abierto (OCC). Refiriéndose a la figura A.1, para un punto de operación a , sobre la OCC, el factor de saturación K_{sd} está dado por

$$K_{sd} = \frac{\Psi_{at}}{\Psi_{at0}} = \frac{\Psi_{at}}{\Psi_{at} + \Psi_I} = \frac{I_0}{I} \quad (\text{A.3})$$

Con

$$\Psi_I = \Psi_{at0} - \Psi_{at} \quad (\text{A.4})$$

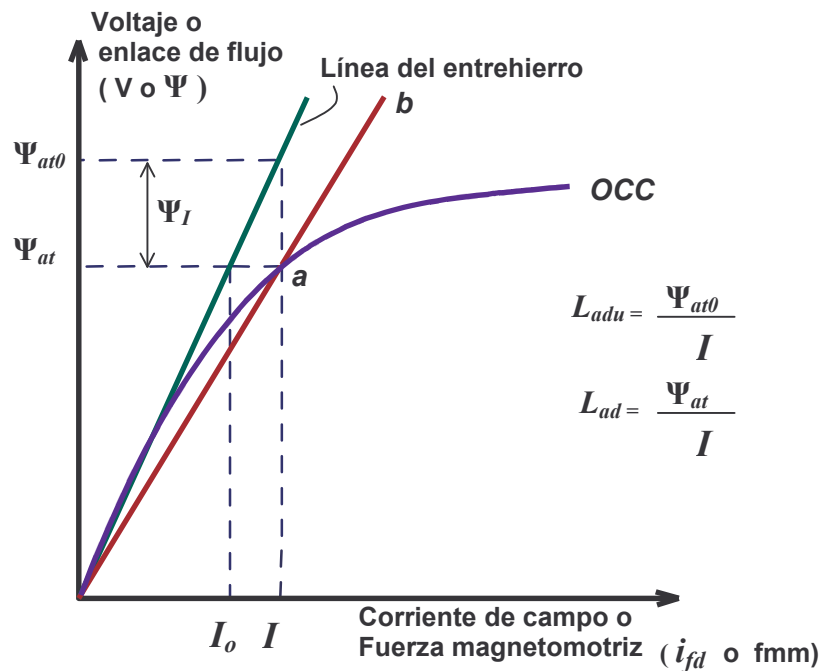


Figura A.1 Curva característica de circuito abierto en eje d .

La curva de saturación puede dividirse en tres segmentos: segmento I no saturado, segmento II no lineal y segmento III lineal completamente saturado. Los valores Ψ_{T1} y Ψ_{T2} definen las fronteras de los tres segmentos como se muestra en la figura A.2.

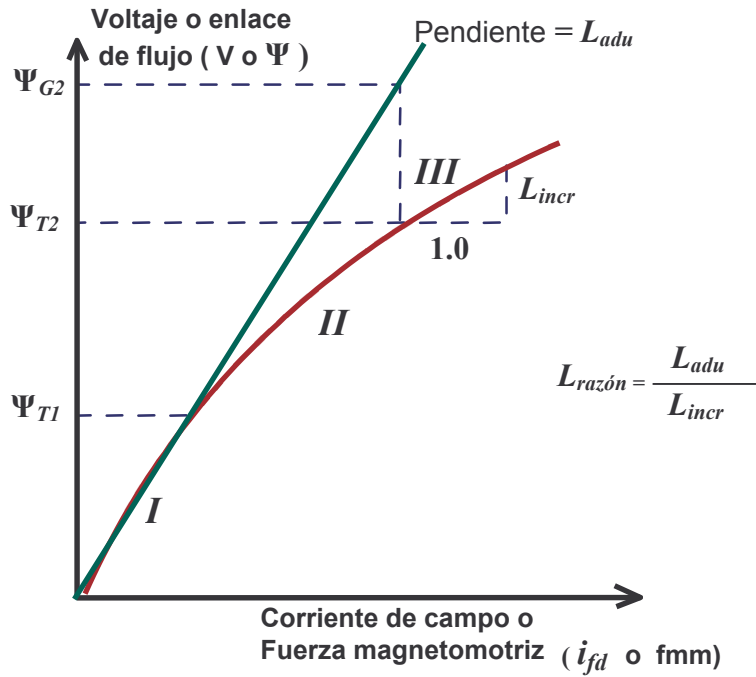


Figura A.2 Segmentos en la curva característica de circuito abierto en eje d.

Para el segmento I definido por $\psi_{at} \leq \psi_{T1}$

$$\psi_I = 0.0 \quad (\text{A.5})$$

Para el segmento II definido por $\psi_{T1} \leq \psi_{at} \leq \psi_{T2}$, ψ_I puede expresarse por una adecuada función matemática. Aquí se usa una función exponencial:

$$\psi_I = A_{sat} e^{B_{sat}(\psi_{at} - \psi_{T1})} \quad (\text{A.6})$$

donde A_{sat} y B_{sat} son constantes dependientes de la característica de saturación en la porción del segmento II.

Cuando $\psi_{at} = \psi_{T1}$, de la ecuación A.6, $\psi_I = A_{sat}$. Entonces, la representación tiene una pequeña discontinuidad en la unión de los segmentos I y II. Sin embargo, A_{sat} es normalmente muy pequeña y la discontinuidad es intrascendente.

Para el segmento III definido por $\psi_{at} > \psi_{T2}$

$$\psi_I = \psi_{G2} + L_{razón}(\psi_{at} - \psi_{T2}) - \psi_{at} \quad (\text{A.7})$$

Donde $L_{razón}$, definido en la figura A.2, es la razón de la pendiente de la línea del entrehierro a la pendiente incremental del segmento III de la OCC.

Con este método de representación, la característica de saturación para cualquier máquina dada es completamente especificada por ψ_{T1} , ψ_{T2} , ψ_{G2} , A_{sat} , B_{sat} y $L_{razón}$.

El valor de K_{sd} , para cualquier condición de operación dada, es calculado como una función del correspondiente enlace de flujo de entrehierro dado por

$$\psi_{at} = \sqrt{\psi_{ad}^2 + \psi_{aq}^2} \quad (A.8)$$

donde ψ_{ad} y ψ_{aq} son los componentes en ejes d y q de los enlaces de flujo de entrehierro o mutuos. Los enlaces de flujo de entrehierro en ejes d y q son

$$\psi_{ad} = \psi_d + L_l i_d = (e_q + R_a i_q) + L_l i_d \quad (A.9)$$

$$\psi_{aq} = \psi_q + L_l i_q = (-e_d + R_a i_d) + L_l i_q \quad (A.10)$$

Por lo tanto, ψ_{at} en por unidad es igual al voltaje de entrehierro

$$\bar{E}_a = \bar{E}_t + (R_a + jX_l) \bar{I}_t \quad (A.11)$$

El factor de saturación K_{sd} puede entonces determinarse, para cualquier valor dado de voltaje terminal y corriente, primero calculando \bar{E}_a y después usando las ecuaciones A.3 y A.5, A.6 o A.7.

En el caso de máquinas de rotor sólido, hay saturación magnética en ambos ejes. Pero por la no disponibilidad de la OCC para el eje q , se supone que K_{sq} sea igual a K_{sd} .

Magnetismo remanente

A diferencia de la saturación el magnetismo remanente, otro fenómeno de origen magnético, ocasionalmente participa en un pequeño intervalo del funcionamiento de la máquina síncrona, de hecho en una sola prueba. Esta prueba es la excitación del campo de la máquina síncrona y sólo cuando el sistema de excitación, que normalmente es

alimentado de terminales de la máquina, no dispone de una fuente adicional e independiente de excitación inicial (p.e. baterías).

El magnetismo remanente o residual de un material es un punto de operación sobre la característica de magnetización, ciclo de histéresis o curva B-H (densidad de campo magnético contra intensidad de campo magnético). La figura A.3 expone un comportamiento exagerado y el punto *c* es el que representa al magnetismo remanente [73-75]. Este punto muestra que aún con excitación cero en el campo de la máquina síncrona (fmm) se puede tener enlaces de flujo ψ , esto se debe que el acero de los núcleos de la máquina conserva un monto de energía producto de una “polarización” magnética previa.

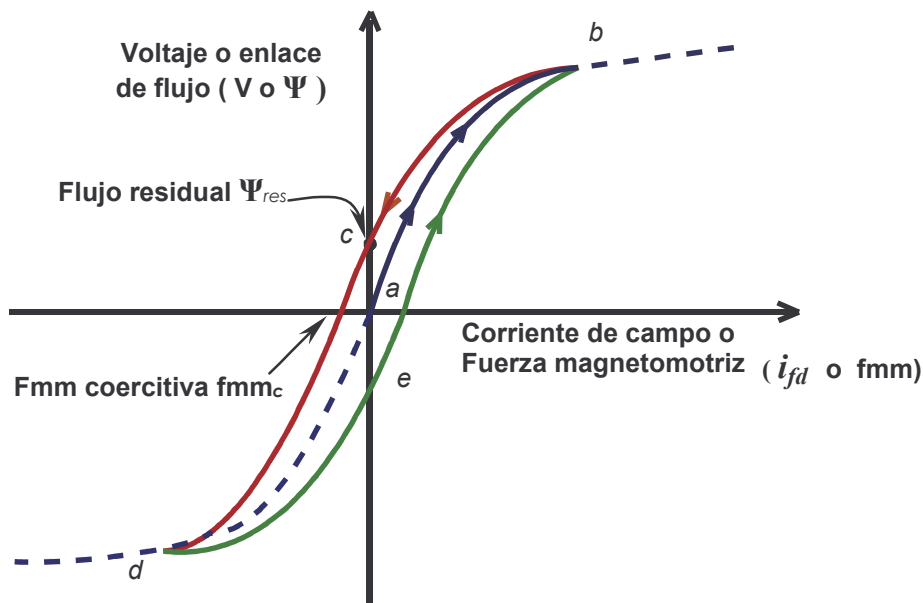


Figura A.3 Ciclo de histéresis magnético.

Debido a que los aceros utilizados en las máquinas son de bajas pérdidas, se tienen también valores bajos de magnetismo remanente pero que de igual manera sirven para iniciar el proceso de excitación.

El magnetismo remanente se modela de una forma muy sencilla ya que sólo afecta a una sola prueba. Para modelarlo se hacen las siguientes suposiciones sobre el acero que conforma los núcleos de los devanados: a) No es su primera magnetización y b) Nunca se magnetiza negativamente.

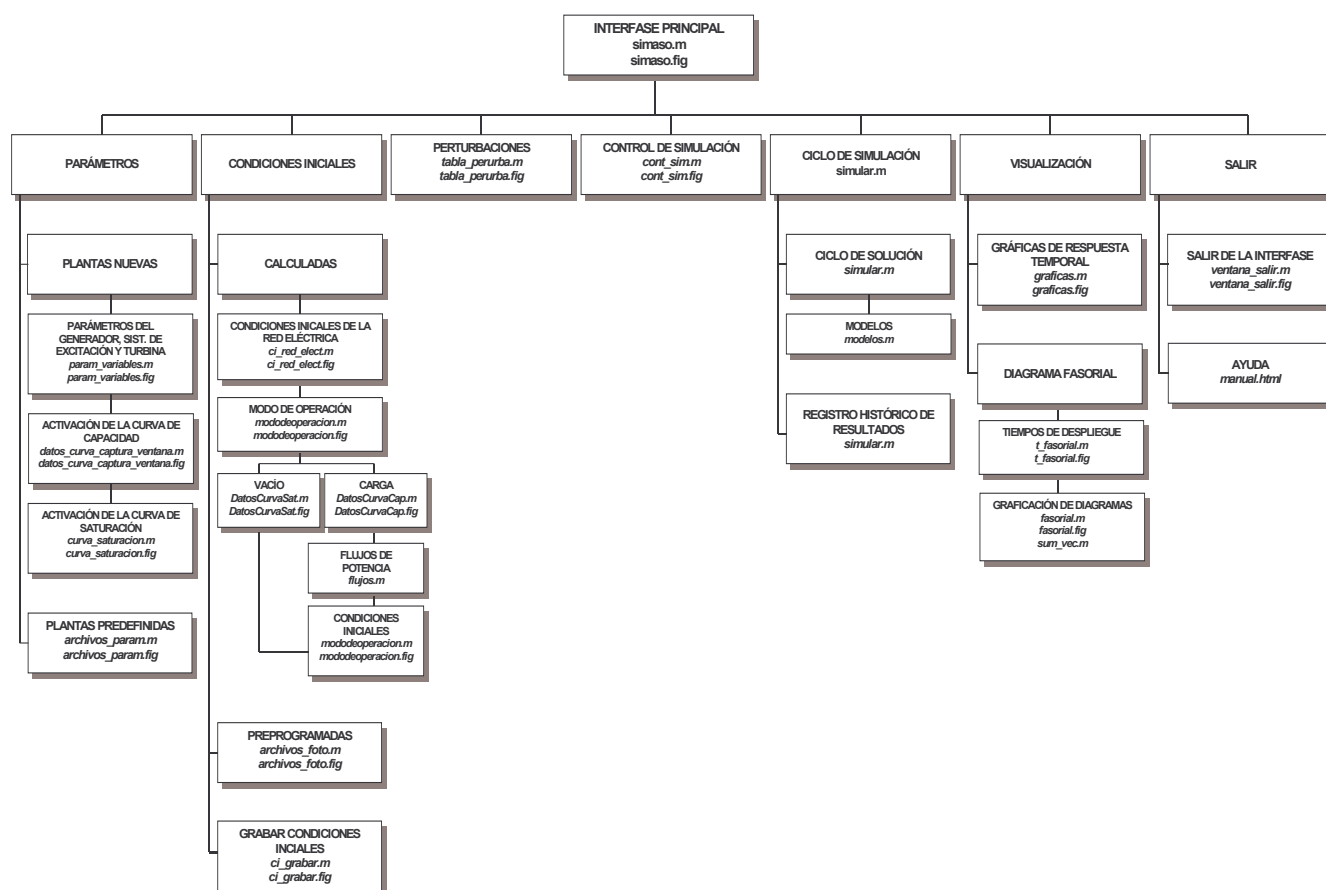
Con estas suposiciones se asegura que la máquina síncrona sólo funcionará a lo largo de la curva *cb* de la figura A.3, la cual es la curva característica de circuito abierto (OCC), ya mencionada, más el efecto del magnetismo remanente. Así, el efecto del magnetismo

remanente se considera al imponer un valor de voltaje en terminales que nunca sea menor a un valor de umbral V_u

$$V_t > V_u > 0.0 \quad (\text{A.12})$$

APÉNDICE B

DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE LAS FUNCIONES QUE INTEGRAN LA INTERFASE DE PRUEBAS



APÉNDICE C

PROGRAMA EN MATLAB DE LA VENTANA DE CAPTURA DE PARÁMETROS

```

% -----
% -----
%Modelo del generador síncrono con aplicación a
%simuladores de operación de centrales de generación
%Jorge Manuel García García
%Tesis de maestría en ingeniería eléctrica,
%noviembre de 2003
% -----
% -----

%Llama a la interfase de captura de parametros
function varargout = Param_variables(varargin)

if nargin == 0 % LAUNCH GUI

    %Abre el archivo con la figura de la interfase
    fig = openfig('C:\SIMASO\CODIGOS\ARCHIVOS FIG\Param_variables','reuse');

    set(fig,'Color',get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'));

    % Genera una estructura de manejadores para pasar los llamados y almacenarlos
    handles = guihandles(fig);
    guidata(fig, handles);

    if nargin > 0
        varargout{1} = fig;
    end

elseif ischar(varargin{1})

    try
        [varargout{1:nargout}] = feval(varargin{:});
    catch
        disp(lasterr);
    end

end

% -----

%Carga de valores por default en forma rápida
function varargout = default_Callback(h, eventdata, handles, varargin)

set(handles.GEXLSD0P,'String','1.81');

set(handles.GEXLSQ0P,'String','1.76');
.....
.CÓDIGO REPETIDO PARA CADA PARÁMETRO
.....

set(handles.TUCTTT0P,'String','0.2');
```

```

% -----
%Captura del valor del parámetro
%de la reactancia sincrona de eje directo
function varargout = GEXLSD0P_Callback(h, eventdata, handles, varargin)
global GEXLSD0P

GEXLSD0P = get(handles.GEXLSD0P,'String');
GEXLSD0P = str2num(GEXLSD0P);
if GEXLSD0P>=1.0 & GEXLSD0P<=2.3
    set(handles.GEXLSD0P,'BackgroundColor','green');
else
    button = questdlg('Ha tecleado un valor nulo o fuera de rango, desea usar un valor por default?',...
        'Parámetros','Si','No','Si');
    if strcmp(button,'Si')
        GEXLSD0P = set(handles.GEXLSD0P,'String','1.81');
        GEXLSD0P = str2num(GEXLSD0P);
    else strcmp(button,'No')
        msgbox('Teclee un valor entre 1.0 y 2.3','Parámetros','warn');
    end
end
set(handles.GEXLSQ0P,'Enable','on');
% -----

%Captura del valor del parámetro
%de la reactancia sincrona de eje cuadratura
function varargout = GEXLSQ0P_Callback(h, eventdata, handles, varargin)
global GEXLSQ0P

GEXLSQ0P = get(handles.GEXLSQ0P,'String');
GEXLSQ0P = str2num(GEXLSQ0P);
if GEXLSQ0P>=1.0 & GEXLSQ0P<=2.3
    set(handles.GEXLSQ0P,'BackgroundColor','green');
else
    button = questdlg('Ha tecleado un valor nulo o fuera de rango, desea usar un valor por default?',...
        'Parámetros','Si','No','Si');
    if strcmp(button,'Si')
        GEXLSQ0P = set(handles.GEXLSQ0P,'String','1.76');
        GEXLSQ0P = str2num(GEXLSQ0P);
    else strcmp(button,'No')
        msgbox('Teclee un valor entre 1.0 y 2.3','Parámetros','warn');
    end
end
set(handles.GEXLPD0P,'Enable','on');
% -----

.....
.CÓDIGO REPETIDO PARA CADA PÁRAMETRO
.....
% -----

%Captura del valor del parámetro
%de la constante de tiempo de la turbina
function varargout = TUCTTT0P_Callback(h, eventdata, handles, varargin)
global TUCTTT0P
TUCTTT0P = get( handles.TUCTTT0P,'String');
if isempty(TUCTTT0P)
    button = questdlg('Ha tecleado un valor nulo o fuera de rango, desea usar un valor por default?',...
        'Parámetros','Si','No','Si');
    if strcmp(button,'Si')
        TUCTTT0P = set(handles.TUCTTT0P,'String','0.2');
    else strcmp(button,'No')
        msgbox('Teclee un valor nevemente','Parámetros','warn');
    end
end

```

```

    end
else
    TUCTTT0P = str2num(TUCTTT0P);
    set(handles.TUCTTT0P,'BackgroundColor','green');
end
set(handles.Siguiente,'Enable','on');

% -----

%Creación de un archivo que guarda los
%valores de los parametros capturados
function varargout = Siguiente_Callback(h, eventdata, handles, varargin)
globales;

fid = fopen('temp.dat','w');
fprintf(fid,'%s %1.3f\n','GEXLSD0P',GEXLSD0P);
fprintf(fid,'%s %1.3f\n','GEXLSQ0P',GEXLSQ0P);
.....
.CÓDIGO REPETIDO PARA CADA PÁRAMETRO
.....

fprintf(fid,'%s %1.3f\n','TUCTTT0P',TUCTTT0P);

fclose(fid);
close(Param_variables);
open(datos_curva_captura_ventana);

% -----

```

APÉNDICE D

PROGRAMA EN MATLAB DEL MODELO MATEMÁTICO DEL GENERADOR Y LOS MODELOS DE INTERACCIÓN

```

% -----
% -----
%Modelo del generador síncrono con aplicación a
%simuladores de operación de centrales de generación
%Jorge Manuel García García
%Tesis de maestría en ingeniería eléctrica,
%noviembre de 2003
% -----
% -----

%Modelos de generador, red electrica, sistema de excitación ,
%turbina y regulador de velocidad

%Parte dinámica

function DX = modelos(T,X)

%Declaración de variables globales
globales;

%Inicialización de variables de estado para método de integración
GEWARO0E=X(1);
GEDERO0E=X(2);
GEFMFD0E=X(3);
GEFM1D0E=X(4);
GEFM1Q0E=X(5);
GEFM2Q0E=X(6);
SESCIN0E=X(7);
SESCDE0E=X(8);
TUAPGV0E=X(9);
TUTMRO0E=X(10);

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%Bloque que contiene el sistema de ecuaciones algebraicas y diferenciales
% del modelo de generador

%Corriente de generación en eje directo
GEIISD0A=REIISR0A*sin(GEDERO0E)-REIISI0A*cos(GEDERO0E);

%Corriente de generación en eje indirecto
GEIISQ0A=REIISI0A*sin(GEDERO0E)+REIISR0A*cos(GEDERO0E);

%
%Sub-bloque que contiene el modelo de saturación magnética del entrehierro
% del modelo de generador

%Sin saturación
if MSAT==0

```

```

%Inductancia mutua saturada en eje directo
    GELLADSA=GELLAD0A;

%Inductancia mutua saturada en eje cuadratura
    GELLAQSA=GELLAQ0A;

%Con función de saturación exponencial
    elseif MSAT==1

%Voltaje en el entrehierro
    GEVLAM0A=abs(GEVLSM00+REIISM00*complex(GERESTAP,GELLDISP));

%Incremento de voltaje de entrehierro no saturado
    if GEVLAM0A>GECTSTOP
        VLINSA=GECTSTAP*exp(GECTSTBP*(GEVLAM0A-GECTSTOP));
    else
        VLINSA=0.0;
    end

%Factor de saturación en eje directo
    GECTSTDA=GEVLAM0A/(GEVLAM0A+VLINSA);

%Factor de saturación en eje cuadratura
    GECTSTQA=GEVLAM0A/(GEVLAM0A+VLINSA);

%Corrección por saturación a inductancias

%Inductancia mutua saturada en eje directo
    GELLADSA=GECTSTDA*GELLAD0A;

%Inductancia mutua saturada en eje cuadratura
    GELLAQSA=GECTSTQA*GELLAQ0A;
%Inductancia mutua en eje directo
    GEXLSD0P=GELLADSA+GELLDISP;

%Inductancia mutua en eje cuadratura
    GEXLSQ0P=GELLAQSA+GELLDISP;

    end

%fin sub-bloque de saturación
%_____
%continua bloque de modelo de generador

%Voltaje de campo, normalizado a base de rotor
    GEVLFD0A=GEREFD0A*SEVLFD0A./GELLAD0A;

%Inductancia mutua subtransitoria saturada en eje directo
    GELBADSA=1./(1./GELLADSA+1./GELLFD0A+1./GELL1D0A);

%Inductancia mutua subtransitoria saturada en eje cuadratura
    GELBAQSA=1./(1./GELLAQSA+1./GELL1Q0A+1./GELL2Q0A);

%Flujo mutuo en eje directo
    GEFMAD0A=GELBADSA*(-GEIISD0A+GEFMFD0E./GELLFD0A+GEFM1D0E./GELL1D0A);

%Flujo mutuo en eje cuadratura
    GEFMAQ0A=GELBAQSA*(-GEIISQ0A+GEFM1Q0E./GELL1Q0A+GEFM2Q0E./GELL2Q0A);

%Par electrico
    GETERO0A=GEFMAD0A*GEIISQ0A-GEFMAQ0A*GEIISD0A;

%Rechazo de carga
    if ZZRECHAC & T>TAREC
        GEWARORA=GECTUNOP+0.05*VREC;
%Rechazo de generación
    elseif ZZRECHAG & T>TAREG
        GEWARORA=GECTUNOP-0.05*VREG;

```

```

else
    GEWARORA=GECTUNOP;
end

%Derivada de la velocidad angular del rotor
GEWARO0D=(TUTMRO0A-GETERO0A)/2./GECTRO0P;

%Derivada del ángulo del rotor
GEDERO0D=GEWACT0P*(GEWARO0E-GEWARORA);

%Derivada de enlace de flujo en devanado de campo
GEFMFD0D=GEWACT0P*(GEVLFD0A+(GEFMAD0A-GEFMFD0E)*GEREFD0A./GELLFD0A);

%Derivada de enlace de flujo en devanado amortiguador en eje directo
GEFM1D0D=GEWACT0P*(GEFMAD0A-GEFM1D0E)*GERE1D0A./GELL1D0A;

%Derivada de enlace de flujo en devanado amortiguador 1 en eje cuadratura
GEFM1Q0D=GEWACT0P*(GEFMAQ0A-GEFM1Q0E)*GERE1Q0A./GELL1Q0A;

%Derivada de enlace de flujo en devanado amortiguador 2 en eje cuadratura
GEFM2Q0D=GEWACT0P*(GEFMAQ0A-GEFM2Q0E)*GERE2Q0A./GELL2Q0A;

%Aislamiento del sistema
if ZZAISLA & T>TAAIS+0.01
    GEDERO0D=0;
    GEDERO0E=0;
end

%Frecuencia eléctrica normalizada
if MVVEL
    GEWAROMA=GEWARO0E*GEWACT0P./GEWACT0P;
else
    GEWAROMA=1.0;
end

%Voltaje subtransitorio en eje directo
GEVLBD0A=-GEWAROMA*GELBAQSA*(GEFM1Q0E./GELL1Q0A+GEFM2Q0E./GELL2Q0A);

%Voltaje subtransitorio en eje cuadratura
GEVLBQ0A=GEWAROMA*GELBADSA*(GEFMFD0E./GELLFD0A+GEFM1D0E./GELL1D0A);

%Inductancia subtransitoria en eje directo
GELBSD0A=GELLDISP+GELBADSA;

%Inductancia subtransitoria en eje cuadratura
GELBSQ0A=GELLDISP+GELBAQSA;

%Voltaje de terminales en eje directo
GEVLS0A=-GERESTAP*GEIISD0A+GEWAROMA*GELBSQ0A*GEIISQ0A+GEVLBD0A;

%Voltaje de terminales en eje cuadratura
GEVLSQ0A=-GERESTAP*GEIISQ0A-GEWAROMA*GELBSD0A*GEIISD0A+GEVLBQ0A;

%Voltaje en terminales, parte real
GEVLSR0A=GEVLS0A*sin(GEDERO0E)+GEVLSQ0A*cos(GEDERO0E);

%Voltaje en terminales, parte imaginaria
GEVLSI0A=GEVLSQ0A*sin(GEDERO0E)-GEVLS0A*cos(GEDERO0E);

%Voltaje en terminales, magnitud
GEVLSM0A=sqrt(GEVLSR0A*GEVLSR0A+GEVLSI0A*GEVLSI0A);

%Corriente de generación, magnitud
IISM00=abs(REIISM00);

%Corriente de campo
GEIIFD0A=(GEFMFD0E-GEFMAD0A)/GELLFD0A;

```

```

%Voltaje subtransitorio, parte real
    GEVLBR0A=GEVLBD0A*sin(GEDERO0E)+GEVLBQ0A*cos(GEDERO0E);

%Voltaje subtransitorio, parte imaginaria
    GEVLBI0A=GEVLBQ0A*sin(GEDERO0E)-GEVLBD0A*cos(GEDERO0E);

%Voltaje subtransitorio, magnitud
    GEVLBM0A=sqrt(GEVLBR0A*GEVLBR0A+GEVLBI0A*GEVLBI0A);

%Potencia activa, dq
    GEPETE0A=GEVLSD0A*GEIISD0A+GEVLSQ0A*GEIISQ0A;

%Potencia reactiva, dq
    GEQETE0A=GEVLSQ0A*GEIISD0A-GEVLSD0A*GEIISQ0A;

%fin bloque de generador
%%
%Bloque que contiene el sistema de ecuaciones algebraicas
% del modelo de red del sistema de potencia

%Sincronización normal
    if ZZSINCRO & T>TASIN
        REEIGB1Y=1;
    end

%Sincronización fallada
    if ZZSINFA & T>TASFA
        REEIGB1Y=1;
    end

%Aislamiento del sistema
    if ZZAISLA & T>TAAIS
        REEIGB1Y=0;
    end

%Interruptor de la máquina
    if REEIGB1Y

%Corto circuito trifásico en terminales
    if ZCCORTO & T>TUCORTO
        VLBINO=REVLBINO;
        ZATH00=complex(0.0,0.65);
        ZATH00=complex(0.0,0.2);
    elseif ZCCORTO & T>TACORTO
        VLBINO=complex(0.0,0.0);
        ZATH00=complex(0.0,0.15);
        ZATH00=complex(0.0,0.05);
    else
        VLBINO=REVLBINO;
        ZATH00=REZATH00;
    end

%Cambios en la red del sistema de potencia
    if ZZREDA & T>TARED
        ZATH00=complex(0.0,0.2);
    end

%Voltaje en terminales, complejo
    GEVLSM00=complex(GEVLSR0A,GEVLSI0A);

%Voltaje subtransitorio, complejo
    GEVLBM00=complex(GEVLBR0A,GEVLBI0A);

%Impedancia interna, complejo
    REZAMS00=complex(GERESTAP,GELBSQ0A);

%Impedancia total, complejo
    REZATO00=REZAMS00+ZATH00;

```

```

%Corriente de generación, complejo
    REIISM00=(GEVLBM00-VLBINO)/REZATO00;

%Corriente de generación, parte real
    REIISR0A=real(REIISM00);

%Corriente de generación, parte imaginaria
    REIISI0A=imag(REIISM00);

%Corriente de generación, magnitud
    REIISM0A=abs(REIISM00);

    else
%Voltaje en terminales, complejo
    GEVLSM00=complex(GEVLSR0A,GEVLSI0A);

%Corriente de generación, complejo
    REIISM00=0.0;

%Corriente de generación, parte real
    REIISR0A=0.0;

%Corriente de generación, parte imaginaria
    REIISI0A=0.0;

%Corriente de generación, magnitud
    REIISM0A=0.0;

    end

%Potencia aparente
    REPATE00=GEVLSM00*conj(REIISM00);

%Potencia activa
    REPETE1A=real(GEVLSM00*conj(REIISM00));

%Potencia reactiva
    REQETE1A=imag(GEVLSM00*conj(REIISM00));

%fin bloque de red eléctrica
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%Bloque que contiene el sistema de ecuaciones algebraicas y diferenciales
% del modelo de sistema de excitación

%Excitación
    if ZZESCAV1 & T>TAEV1
        SEVLREFA=VESCA1;
    end

%Desexcitación
    if ZZESCAV2 & T>TAEV2
        SEVLREFA=VESCA2;
    end

%Escalón de tensión negativo
    if ZZESCAV3 & T>TAEV3
        SEVLREFA=VESCA3;
    end

%Escalón de tensión positivo
    if ZZESCAV4 & T>TAEV4
        SEVLREFA=VESCA4;
    end

%Escalón de reactivos
    if ZZESCAQG & T>TAEQG

```



```

    SEVLREFA=VESCQG;
end

%Error en el voltaje en terminales
    ERROR=SEVLREFA-GEVLSM0A;

%Disparo de turbina en vacío, con campo fijo
    if ZZDITV & T>TADITV
        ERROR=0.0;
    end

%Señal de control proporcional
    SESCOPN0A=ERROR*SEGAPN0P;

%Derivada de la señal de control integral
    if GEVLSM0A>0.80
        SESCIN0D=ERROR./SECTIN0P;
    else
        SESCIN0D=0.0;
    end

%Derivada de señal de control derivativa
    SESCDE0D=(ERROR-SESCDE0E)./SECTDE0P;

%Señal de control derivativa
    SESCDE0A=SESCDE0D*SEGADE0P;

%Señal de control
    SESCOPIDA=(SESCPN0A+SESCIN0E+SESCDE0A)*SEGATO0P;

%Limitación de la señal de control
    if SESCOPIDA>SELIAL0P
        SESCOPIDA=SELIAL0P;
    elseif SESCOPIDA<SELIBA0P
        SESCOPIDA=SELIBA0P;
    end

%Excitación inicial
    if GEVLSM0A<SEVLFDMP
        VLMS0A=SEVLFDMP;
    else
        VLMS0A=GEVLSM0A;
    end

%Voltaje de campo, normalizado a sistema de excitación
    SEVLFD0A=SESCOVIDA*VLMS0A;

%Condición para desexcitación
    if ZZESCAV2 & T>TAEV2 & GEVLSM0A<0.05
        SEVLFD0A=0.0;
    end

%Pérdida de campo
    if ZZPERCA & T>TAPCA
        SEVLFD0A=0.0;
    end

%Disparo de turbina con carga, motorización sin campo
    if ZZMOTSC & T>TAMOTSC
        SEVLFD0A=0.0;
    end

%fin bloque de sistema de excitación
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%Bloque que contiene el sistema de ecuaciones algebraicas y diferenciales
% del modelo de turbina y su control

%Sincronización normal
    if ZZSINCRO & T>TASIN

```

```

    TUPMREFA=0.05;
end

%Toma y bajada de carga a 5% por minuto
if ZZTOMCA & T>TATCA & ~(T>TUTCA)
    TUPMREFA=TUPMREFA+2.0833e-6;
end

%Escalon en potencia mecanica de referencia
if ZZESCAPM & T>TAEPM
    TUPMREFA=VESCPM;
end

%Aislamiento del sistema
if ZZAISLA & T>TAAIS
    TUPMREFA=0;
end

%Señal del control de velocidad de la turbina
SECON=TUGAGV0P*(TUWAREFA-GEWARO0E);

%Derivada de la señal de control de turbina
TUAPGV0D=(TUPMREFA+SECON-TUAPGV0E)/TUCTGV0P;

%Derivada del torque mecánico de turbina
TUTMRO0D=(TUAPGV0E-TUTMRO0E)/TUCTTT0P;

%Torque mecánico de turbina
TUTMRO0A=TUTMRO0E;

%Disparo de turbina en vacío, con campo fijo
if ZZDITV & T>TADITV
    TUTMRO0A=VADITV;
end

%Disparo de turbina en vacío
if ZZDITV2 & T>TADITV2
    TUTMRO0A=VADITV2;
end

%Disparo de turbina con carga, motorización con campo
if ZZMOTCC & T>TAMOTCC
    TUTMRO0A=-0.1;
end

%Disparo de turbina con carga, motorización sin campo
if ZZMOTSC & T>TAMOTSC
    TUTMRO0A=-0.1;
end

%fin bloque de turbina y su control
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

%Asignación de derivadas para método de integración
DX(1)=GEWARO0D;
DX(2)=GEDERO0D;
DX(3)=GEFMFD0D;
DX(4)=GEFM1D0D;
DX(5)=GEFM1Q0D;
DX(6)=GEFM2Q0D;
DX(7)=SESCIN0D;
DX(8)=SESCDE0D;
DX(9)=TUAPGV0D;
DX(10)=TUTMRO0D;

DX=DX';

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

```